

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Casas em Movimento - Estudo Elétrico

André Filipe Fraga de Sousa

V1.0.0

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: José Neves dos Santos (Professor Auxiliar)
Coorientador: Cláudio Domingos Monteiro (Professor Auxiliar)

30 Out. 13

© André Filipe Fraga de Sousa, 2013

Abstract

Energy efficiency and renewable energy generation are gaining more and more relevance as energy demand keeps on rising which has been triggering economic and environmental concerns in the last decades.

Several programs, research lines and projects are being developed, mainly in the most developed countries in order to achieve a sustainable energetic growth.

The present MSc thesis deals with the sizing and design of the electrical and generation structures and with the energy management system of the project named “Casas em Movimento”, a sustainable dynamic house prototype, which is pretended to be a highly energy efficient building.

First is presented the sizing methodology of the electrical structure. After that a PV on-site generator is sized having into account the technical-economic issues; its environmental and economic benefits are shown and a methodology to optimally size PV generators is presented. In order to reduce the house’s grid dependency as well as the energy cost an energy optimization model is presented. For last an approach is made for the distributed generation theme.

Resumo

Os temas de eficiência energética e produção de energia renovável estão a ganhar cada vez mais relevância à medida que o consumo energético continua a disparar; o que tem despertado preocupações do foro económico e ambiental nas últimas décadas.

Vários programas, linhas de investigação e projetos têm sido desenvolvidos, principalmente nos países mais avançados, com o objetivo de atingir um crescimento energético sustentável.

A presente tese de mestrado lida com o dimensionamento e projeto da estrutura elétrica e de geração e ainda com o sistema de gestão energética do projeto “Casas em Movimento”, um protótipo de uma dinâmica e sustentável habitação com elevado índice de eficiência energética.

Inicialmente é apresentada a metodologia de projeto da estrutura elétrica. Seguidamente é dimensionado um sistema gerador FV local, tendo em conta a sua viabilidade técnico-económica; no mesmo capítulo são revelados os resultados económicos e de impacto ambiental e ainda é apresentado um modelo de dimensionamento ótimo de geradores FV. Com o objetivo de reduzir a dependência energética externa, bem como a fatura energética, é apresentado um modelo de otimização energética. Por fim é feita uma abordagem ao tema da geração distribuída.

Agradecimentos

A todos os que de alguma forma contribuíram para a realização desta tese, um muito obrigado.

Índice

Abstract.....	iii
Resumo	v
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de figuras	xiii
Lista de tabelas	xvi
Lista de gráficos.....	xvii
Abreviaturas e Símbolos	xix
Introdução.....	1
Objetivos.....	2
Estrutura da tese	3
Capítulo 1 - “Casas em Movimento”	5
1.1 - Projeto	5
1.2 - Papel do projeto.....	7
Capítulo 2 - Projeto Elétrico	9
Introdução.....	9
2.1 - Estrutura do protótipo.....	9
2.2 - Dimensionamento de canalizações e proteções.....	11
2.2.1 Condição de aquecimento	12
2.2.2 Condição de sobreintensidade	13
2.2.3 Condição de queda de tensão	14
2.2.4 Condição de fadiga térmica	15
2.2.5 Poder de corte	16
2.2.6 Outros aspetos do dimensionamento	18
Capítulo 3 - Geração Fotovoltaica	21
Introdução	21
3.1 - Estudo técnico	21
3.1.1 Local de implementação	23

3.1.2	Dimensionamento do sistema	25
3.2	- Estudo económico	32
3.2.1	Dados económicos	32
3.2.2	VAL	34
3.2.3	TIR.....	35
3.2.4	PRI.....	37
3.2.5	Síntese e conclusão dos resultados económicos	38
3.3	- Dimensionamento e projeto eléctrico	39
3.3.1	Cabos	40
3.3.2	Proteções	43
3.3.3	Ligações	48
3.4	- Análise ambiental	49
3.4.1	PRE	50
3.4.2	FRE	52
3.4.3	Redução de emissões de CO ₂	53
3.5	- Apoio à decisão no dimensionamento	54
3.5.1	Modelo.....	55
3.6	- Síntese de projeto.....	57
Capítulo 4 - Otimização Energética.....		59
	Introdução	59
4.1	- Modelo de controlo.....	60
4.1.1	Estratégia de controlo energético.....	60
4.1.2	Consumo	62
4.1.3	Geração fotovoltaica	63
4.1.4	Geração eólica	65
4.1.5	Armazenamento de energia eléctrica	67
4.1.6	Rede pública	72
4.1.7	Custo energético.....	74
4.1.8	Resultados do controlo energético	75
4.2	- Controlo ótimo	76

4.2.1	Processo de otimização	77
4.2.2	Formulação	78
4.2.3	Algoritmo genético	80
4.2.4	Enxame de partículas	85
4.2.5	Enxame de partículas evolucionário	91
4.2.6	Comparação entre métodos de otimização	98
4.3	Síntese de resultados	102
Capítulo 5 - Geração Distribuída		105
	Introdução	105
5.1	Prelúdio	105
5.2	Definição	107
5.3	Impacto nas redes	108
5.3.1	Aspetos positivos	108
5.3.2	Aspetos negativos	109
5.4	Paradigma e soluções	110
5.5	Estudos futuros de GD	113
Conclusão		115
	Projeto Elétrico.....	115
	Geração Fotovoltaica	115
	Otimização Energética	116
	Geração Distribuída	116
	Linhas futuras	117
Referências		119
	Geração Fotovoltaica	119
	Otimização Energética	121
	Geração Distribuída	124
Anexos		125
	AR-1.....	126
	AR-2.....	127
	AR-3.....	129

EE-1	130
EE-2.1	131
EE-2.2	132
EE-3.1	133
EE-3.2	134
EE-4.1	135
EE-4.2	136
EE-5.1	137
EE-5.2	138
FV-1	139
FV-2	140
RES- μ G-1	141
RES- μ G-2	142
RES- μ G-3	143
RES- μ G-4	144
RES-mG-1	145
RES-mG-2	146
RES-mG-3	147
RES-mG-4	148

Lista de figuras

Fig. 1.1 — Sofá/mesa modular.	5
Fig. 1.2 — Render do protótipo “Casas em Movimento” na SDE12.	7
Fig. 2.1 — Corte longitudinal da habitação caso-estudo.	9
Fig. 2.2 — Corte transversal da habitação caso-estudo.....	10
Fig. 2.3 — Vista aérea do interior da habitação caso-estudo.	11
Fig. 3.1 — Representação do eixo Zenital no globo terrestre. O ângulo formado entre o Zénite e a irradiação direta no plano é denominado por distância zenital (θ_Z) e a elevação solar é dada por $90^\circ - \theta_Z$, sendo definida como o ângulo entre o plano horizontal e a irradiação direta no plano (direção Sol-Terra).....	22
Fig. 3.2 — Movimento da “pala móvel”. Como se pode verificar, neste cenário apenas há um movimento de inclinação dos painéis FV.	22
Fig. 3.3 — Representação do ângulo de Azimute no plano terrestre. Em projetos de sistemas FV a direção considerada de referência é o Sul (S) geográfico, assim o ângulo de Azimute para Este (E) é negativo e para Oeste (O) é positivo.....	22
Fig. 3.4 — Movimento de rotação da casa. Como se pode verificar, neste cenário apenas há um movimento de rotação dos painéis FV.	23
Fig. 3.5 — Movimento duplo da casa. Como se pode verificar, neste cenário há um movimento de inclinação e de rotação dos painéis FV em torno do Sol.	23
Fig. 3.6 — Curvas V,I típicas para um painel FV. As curvas variam consoante as condições de temperatura (a traço contínuo) o que varia a V nas células; e irradiação (a tracejado) o que varia a I na células.....	26
Fig. 3.7 — Intervalo de V para o qual é possível o funcionamento do MPPT num inversor. É possível verificar que a tensão nominal na <i>string</i> tem de estar compreendida nos limites, $V_{MPP_min} < V_{Str} < V_{MPP_max}$, para que seja possível captar o ponto máximo de potência (representado pelos pontos a negro) para uma vasta gama de temperaturas de célula. A corrente de <i>string</i> também é um fator a ter em conta devido à curva de corrente máxima do inversor (a tracejado azul), embora I seja muito pouco variável, o que já não acontece com V.	27
Fig. 3.8 — Dimensionamento da <i>string</i> com 7 painéis para o inversor escolhido.	27
Fig. 3.9 — Perfis de potência FV’s e de inversor para um dia. Como se pode verificar num FV sobredimensionado parte da potência pode ser desperdiçada quando esta excede a potência limite do inversor, num dia considerado ideal. No entanto produz mais energia que um sistema subdimensionado, o que se pode verificar na diferença entre as duas curvas FV, o que se traduz numa otimização de rentabilidade [9].....	28
Fig. 3.10 — Dimensionamento da <i>string</i> com 8 painéis para o inversor escolhido. Apesar do ponto MPP (a negro) estar acima do limite da corrente inversa DC, este facto não é significativo visto que existem proteções que anulam estas anomalias.....	28

Fig. 3.11 — Esquema simplificado do sistema FV a implementar. O painel FV é visto como uma fonte de corrente contínua com um diodo ideal, o painel é então ligado a um inversor DC/AC para aplicações de ligação à rede elétrica pública. <i>Fonte da imagem: PVsyst V5.56.</i>	29
Fig. 3.12 — Dimensionamento da <i>string</i> com 10 painéis para o inversor escolhido.	30
Fig. 3.13 — Dimensionamento da <i>string</i> com 11 painéis para o inversor escolhido. Neste caso o sistema adapta-se perfeitamente às condições do inversor.	31
Fig. 3.14 — Planta do sistema FV.	43
Fig. 3.15 — Díodos de <i>by-pass</i> num módulo FV com 36 células. Os díodos são divididos em 3 segmentos para melhor poderem isolar a área danificada. Como se pode verificar, os díodos apenas permitem a passagem de corrente direta (+/-) pelas células e derivam as correntes inversas pelo “caminho” de menor resistência de forma a não danificar as células.	44
Fig. 3.16 — Díodos de bloqueio num sistema FV. Como se pode verificar, os díodos bloqueiam as correntes inversas de forma a não danificar as células.	44
Fig. 3.17 Descarregador de sobretensões modular [20]. Como se pode verificar, o descarregador conjuga, um varistor, um fusível e um extintor de arcos para proteção própria do dispositivo.	47
Fig. 3.18 Esquema de ligações unifilar com todas as proteções necessárias, equipotencialidade de terras e ligação à rede.	48
Fig. 3.19 Esquema unifilar final do sistema de geração FV para o presente caso-estudo.	49
Fig. 4.1 — Conceito nZEB. Como se pode verificar na figura obtida em [2], entre outros, um nZEB tem de manter o equilíbrio entre energia consumida e gerada, seja energia elétrica, térmica, ou outra.	59
Fig. 4.2 — Tecnologias de armazenamento de energia elétrica existentes [9].	68
Fig. 4.3 — Capacidade de baterias de Li-ion de veículos elétricos sem serem recicladas (à esquerda) e recicladas (à direita). Como se pode verificar pelo gráfico da esquerda, se as baterias não forem sujeitas a um processo de renovação, estas terão um tempo de vida de pouco mais de 12 anos. No entanto quando tem um processo de renovação após terem sido tiradas de circulação, o seu tempo de vida aumenta cerca de 5 anos, mantendo boas condições de carga e claramente o seu valor residual também é superior.	69
Fig. 4.3 — Algoritmos de otimização.	76
Fig. 4.4 — Representação do ótimo local (X^*) e do ótimo global (X_0) de uma função genérica. Um algoritmo numérico só para o seu processo quando encontra o X_0 na função, no entanto um algoritmo heurístico pode parar quando encontra X^*	77
Fig. 4.5 — Esquema do processo de otimização.	78
Fig. 4.5 — Representação gráfica de um problema de otimização linear. Como se pode verificar a região admissível encontra-se entre o polígono OABCD e como tal só são admitidos valores positivos. ..	80
Fig. 4.7 — Reprodução uniforme. São escolhidos aleatoriamente quais os bits d cada progenitor que vão gerar o novo indivíduo.	82
Fig. 4.8 — Mutação de um bit escolhido aleatoriamente.	83

Fig. 4.9 – Fluxograma de um GA.	83
Fig. 4.10 – Diagrama vetorial da dinâmica de uma partícula no espaço de procura. X_k representa a posição atual da partícula; P^i é o vetor da sua melhor posição; P^g é o vetor da melhor posição global; v_k é o vetor da sua velocidade atual; v_{k+1} é o vetor da velocidade da partícula na seguinte iteração e X_{k+1} é a nova posição da partícula. [25].....	86
Fig. 4.11 – Fluxograma de um PSO.	88
Fig. 4.12 – Fluxograma de um EPSO.	94
Fig. 5.1 – Estrutura hierarquizada do SEE tradicional. Como se pode verificar a potência segue apenas uma direção, da geração ao consumo.	105
Fig. 5.2 – Evolução anual da potência instalada na última década [1]. Como se pode verificar o aumento das PRE's têm estagnado e até diminuído as fontes convencionais.	106
Fig. 5.3 – SEE com GD (DG na figura) na rede de distribuição. Como se pode verificar a potência é bidirecional.	107
Fig. 5.4 – SEE com GD (DG na figura) na rede de distribuição. O trânsito de potências desconhecido leva a um mau planeamento por parte do OS.	109
Fig. 5.5 – Paradigma <i>fit and forget</i> . Com o aumento da carga as estruturas de distribuição vão crescer e a capacidade de GD também, no entanto isso não impede o crescimento da estrutura de geração convencional.	111
Fig. 5.6 – Representação gráfica de uma central PV+EES. Como é possível verificar o EES suaviza a intermitência do PV, sendo injetada na rede uma potência “limpa”.	112
Fig. 5.7 – Evolução da GD consoante os paradigmas passivos (no meio) ou ativos (à direita). Caso se siga um controlo ativo da GD, será possível no futuro reduzir a capacidade de geração convencional e integrar a GD num SEE coordenado em toda a sua estrutura desde a geração ao consumo.	113

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Troços entre a portinhola e o ponto mais afastado.	16
Tabela 2.2 – Troços entre o PT e o ponto de instalação da proteção.	18
Tabela 2.3 – Referência de cabo e proteção consoante a utilização.	19
Tabela 3.1 – Dados climáticos da região do Porto necessários para o estudo [3].	23
Tabela 3.2 – Resultados da simulação FV em μG	29
Tabela 3.3 – Resultados da simulação FV em mG.	31
Tabela 3.4 – Custos de instalação utilizados para os regimes de produção de renováveis em €.	33
Tabela 3.5 – Planos tarifários para os regimes de produção de renováveis em €/kWh.	33
Tabela 3.6 – Custos de manutenção anual em €/ano.	33
Tabela 3.7 – Resultados do VAL em €.	35
Tabela 3.8 – Resultados da TIR em %.	36
Tabela 3.9 – Resultados do PRI em anos.	37
Tabela 3.10 – Comparação dos resultados dos indicadores económicos obtidos nos dois regimes de produção no Cenário 1).	38
Tabela 3.11 – Comparação dos resultados dos indicadores económicos obtidos nos dois regimes de produção no Cenário 2).	38
Tabela 3.12 – Comparação dos resultados dos indicadores económicos obtidos nos dois regimes de produção no Cenário 3).	38
Tabela 3.13 – Comparação dos resultados dos indicadores económicos obtidos nos dois regimes de produção no Cenário 4).	39
Tabela 3.14 – Condição 2: Queda de Tensão.	41
Tabela 3.15 – Categoria de sobretensão [20].	46
Tabela 3.16 – Dados climáticos da região do Porto necessários para o estudo [26].	53
Tabela 3.17 – Resultados obtidos na otimização de nº de painéis a instalar.	56
Tabela 3.18 – Síntese de resultados obtidos no presente projeto.	57
Tabela 4.1 – Valores horários de D.	62
Tabela 4.2 – Valores horários de PV.	64
Tabela 4.3 – Valores horários de W.	66
Tabela 4.4 – Valores horários de B.	70
Tabela 4.5 – Valores horários de G.	73
Tabela 4.6 – Valores de custo energético diário.	98
Tabela 4.7 – Valores de custo energético diário para os vários casos.	102

Lista de gráficos

Gráfico 3.1 — Irradiação no plano horizontal ao longo de um ano na cidade do Porto.	24
Gráfico 3.2 — Mix energético de Portugal no ano 2012.	53
Gráfico 4.1 — Diagrama de carga assumido para um dia na habitação caso-estudo.....	63
Gráfico 4.2 — Curva FV “ideal” obtida para um dia na habitação caso-estudo.	65
Gráfico 4.3 — Curva W obtida para um dia na habitação caso-estudo. Como se pode verificar, para as horas em que a temperatura começa a diminuir (19-20h) a potência gerada aumenta devido ao aumento da velocidade do vento.	67
Gráfico 4.4 — Curva B obtida para um dia na habitação caso-estudo com controlo. As linhas a tracejado representam os limites de carga/descarga do EES.	72
Gráfico 4.5 — Curva SOC obtida para um dia na habitação caso-estudo com controlo. Como se pode verificar a saturação do EES é atingida várias vezes, o que significa que este sistema é usado devidamente sem grandes custos relacionados com energia não utilizada. A energia não utilizada deve-se a um sobredimensionamento do sistema, no qual a capacidade do sistema de armazenamento não é totalmente usada o que vai gerar custos de não utilização, ou seja, foi realizado um investimento que não terá a rentabilidade desejada.	72
Gráfico 4.6 — Curva G obtida para um dia na habitação caso-estudo. Ao comparar esta curva com a curva D do Gráfico 4.1 pode-se verificar que o uso da rede pública é maioritariamente feito nas horas de maior consumo.	74
Gráfico 4.7 — Digrama energético diário obtido com controlo energético. Como se pode verificar, quando a carga atinge os valores mais baixos a potência que é consumida da rede pública é nula, visto que o conjunto PV+W+EES consegue sustentar as necessidades da habitação. Os níveis de carga e descarga do EES nunca ultrapassam os limites delineados a tracejado preto e a curva G nunca toma valores negativos, o que significa que as restrições são respeitadas.	75
Gráfico 4.8 — Curva SOC obtida com controlo energético. Como se pode verificar a saturação do EES é atingida várias vezes ao longo do dia, no entanto este sistema não tem muita utilização.	76
Gráfico 4.9 — Digrama energético diário obtido com otimização por GA. Como se pode verificar, quando a carga atinge os valores mais baixos a potência que é consumida da rede pública é nula, visto que o conjunto PV+W+EES consegue sustentar as necessidades da habitação. Os níveis de carga e descarga do EES nunca ultrapassam os limites delineados a tracejado preto e a curva G nunca toma valores negativos, o que significa que as restrições são respeitadas.	84
Gráfico 4.10 — Curva SOC obtida com otimização por GA. Como se pode verificar a saturação do EES é atingida várias vezes ao longo do dia e com o controlo ótimo há uma maior utilização do EES ao longo do dia comparando com o controlo energético.	85
Gráfico 4.11 — Digrama energético diário obtido com otimização por PSO. Novamente pode-se verificar que a potência consumida da rede pública é nula ou relativamente baixa quando a carga atinge valores mais baixos. Os níveis de carga e descarga do EES nunca ultrapassam os limites delineados a	

tracejado preto e a curva G nunca toma valores negativos, o que significa que as restrições são respeitadas. Neste diagrama verifica-se que há mais ciclos de carga/descarga do que aqueles obtidos até agora.....90

Gráfico 4.12 – Curva SOC obtida com otimização por PSO. Mais uma vez a saturação do EES é atingida várias vezes ao longo do dia devido aos ciclos de carga/descarga completos do EES obtidos neste caso.91

Gráfico 4.13 – Digrama energético diário obtido com otimização por EPSO. Novamente pode-se verificar que a potência consumida da rede pública é nula ou relativamente baixa quando a carga atinge valores mais baixos, seguindo o padrão das restantes otimizações. Os níveis de carga e descarga do EES nunca ultrapassam os limites delineados a tracejado preto e a curva G nunca toma valores negativos, o que significa que as restrições são respeitadas.97

Gráfico 4.14 – Curva SOC obtida com otimização por EPSO. Pode-se verificar que existe um longo período de carga nas horas de maior geração FV.98

Gráfico 4.15 – Desempenho do GA. 100

Gráfico 4.16– Desempenho do PSO. 100

Gráfico 4.17– Desempenho do EPSO..... 101

Gráfico 4.18– Desempenho do SA..... 101

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

μ G	Micro-geração
AC	Corrente/tensão alternada
Al	Alumínio
ATI	Armário de telecomunicações individual
BT	Baixa tensão
BTN	Baixa tensão normal
CAD	<i>Computer aided design</i>
CO ₂	Dióxido de carbono
Cu	Cobre
DC	Corrente/tensão continua
DSM	Gestão ativa de consumo (<i>Demand Side Management</i>)
EES	Sistema de armazenamento de energia elétrica (<i>Electrical Energy Storage</i>)
EPSO	Enxame de partículas evolucionário (<i>Evolutionary Particle Swarm Optimization</i>)
F	Fase
f.o.	Função objetivo
FRE	Fator de retorno energético
FV	Fotovoltaico
GA	Algoritmo genético (<i>Genetic Algorithm</i>)
GD	Geração distribuída
GEE	Gases de Efeito de Estufa
IEA	<i>International Energy Agency</i>
mG	Mini-geração
MPPT	<i>Max power point tracking</i>
N	Neutro
nZEB	<i>Nearly Zero Emissions Buildings</i>
OS	Operador de sistema
P	Potência ativa
PE	Terra
POI	Ponto de interconexão (<i>Point of interconnection</i>)
PRE	Período de retorno energético (ou <i>Payback</i> Energético)
PRE's	Produção em regime especial
PRI	Período de retorno do investimento (ou <i>Payback</i>)
PSO	Enxame de partículas (<i>Particle Swarm Optimization</i>)

PT	Posto de transformação ou simplesmente transformador
PVC	Policloreto de vinilo
Q	Potência reativa
Q.E.	Quadro de entrada
Q.P.	Quadro parcial
RD	Rede de distribuição
RTIEBT	Regras Técnicas das Instalações Eléctricas de Baixa Tensão
SA	<i>Simulated Annealing</i>
SEE	Sistema eléctrico de energia
SDE12	<i>Solar Decathlon Europe 2012</i>
STC	<i>Standard test conditions</i>
TIR	Taxa interna de rentabilidade
UE	União Europeia
VAL	Valor actual líquido
XLPE	Polietileno reticulado

Lista de símbolos

I_S	Corrente de serviço (A)
S_{cont}	Potência contratada (kVA)
n_f	Número de fases
V_n	Tensão nominal da rede (V)
k_S	Fator de simultaneidade
I_Z	Corrente máxima admissível (A)
I_n	Corrente estipulada da proteção (A)
I_2	Corrente de funcionamento (A)
Δu	Queda de tensão relativa (%)
u	Queda de tensão absoluta (V)
b	Constante
ρ	Resistividade elétrica ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)
L	Comprimento (m)
S	Secção (mm^2)
$\cos \varphi$	Fator de potência
λ	Reatância linear dos condutores (0,08 m Ω /m)
t_a	Tempo de atuação (s)
t_{FT}	Tempo de fadiga térmica (s)
k	Constante
$I_{cc_{\min}}$	Corrente de curto-circuito mínima (A)
R	Resistência elétrica (Ω)
P_{dc}	Poder de corte (kA)
$I_{cc_{\max}}$	Corrente de curto-circuito máxima (kA)
Z_{ccPT}	Impedância de curto-circuito do PT (Ω)
S_{PT}	Potência do PT (kVA)
H	Irradiação Solar no Plano Horizontal (Wh/m ² /dia)
T°	Temperatura ($^\circ\text{C}$)
β	Ângulo ótimo (graus)
δ	Declinação (rad)
d	Dia do ano
P	Potência (W)
I_{MPP}	Corrente no máximo ponto de potência (A)
V_{MPP}	Tensão no máximo ponto de potência (V)
I_{SC}	Corrente de curto-circuito (A)
V_{OC}	Tensão de circuito aberto (V)
η	Rendimento (%)

dim	Dimensão
N_{FV}	Número de FV's
V	Tensão (V)
V_{Str}	Tensão de <i>string</i> (V)
P_{AC}	Potência AC à saída do inversor (kW)
$I_{DC_máx}$	Corrente máxima DC por cada entrada no inversor (A)
$I_{AC_máx}$	Corrente máxima AC (A)
E	Energia (Wh)
$\cos \varphi$	Factor de potência (dec)
CF	<i>Cash-flow</i> (€)
R	Receita (€)
C	Custo (€)
I	Investimento (€)
OI	Investimento ao longo do projeto (€)
VR	Valor Residual (€)
n	Período temporal
a	Taxa de atualização (%)
N_{PS}	Número de FV's por <i>string</i>
N_{PP}	Número de <i>strings</i>
I_{SC_Str}	Corrente curto-circuito de <i>string</i> (A)
I_{SC_FV}	Corrente curto-circuito de gerador (A)
S_{Str}	Secção do cabo de <i>string</i> (mm ²)
K_x	Condutividade elétrica do cabo, x - cobre (Cu) ou alumínio (Al) (m/Ω·mm ²)
P_{J_Str}	Perdas de Joule no cabo de <i>string</i> (W)
S_{AC}	Secção do cabo AC (mm ²)
P_{J_AC}	Perdas de Joule no cabo AC (W)
U_p	Nível de proteção de sobretensão (kV)
U_n	Tensão nominal simples da rede de baixa tensão (230 V)
E_F	Energia para fabricação de um módulo FV (kWh/m ²)
E_G	Energia gerada por um módulo FV (kWh)
(T&D _{rede})	Perdas na rede de distribuição e transporte (%)
(T&D _{FV})	Perdas entre a saída do gerador e o POI (%)
I	Irradiância Solar no Plano Horizontal (W/m ²)
A	Área (m ²)
η_{FV}	Rendimento dos módulos FV (%)
η_{MPPT}	Rendimento do inversor FV (%)
N_{FV}	Número de FV's
PV	Potência fotovoltaica (kW)

W	Potência eólica (kW)
ρ	Densidade relativa do ar (kg/m^3)
v	Velocidade do vento (m/s)
$Betz$	Limite de Betz (%)
η_w	Rendimento do gerador eólico (%)
D	Consumo (kW)
SOC	Estado de carga de um EES (<i>State of Charge</i>) (kWh)
G	Potência da rede elétrica pública de baixa tensão (kW)
C	Custo energético diário (€)
ϵ_v	Custo da energia em vazio (€/kWh)
ϵ_{Fv}	Custo da energia fora de vazio (€/kWh)

Introdução

A crise do petróleo dos anos 70 veio impulsionar drasticamente a utilização de fontes de energia alternativas aos combustíveis fósseis. Desde então, o desenvolvimento de tecnologias de geração de energia renovável tem vindo a assumir crescente importância na sociedade científica, mas não só, também se tem verificado uma maior utilização destas tecnologias, principalmente no setor da indústria, devido ao aumento do preço dos combustíveis.

O aumento das emissões de dióxido de carbono (CO₂) para a atmosfera levou vários países a assinarem o protocolo de Quioto, como acordo para reduzirem as suas emissões, o que tem levado a várias medidas que já mostraram ter êxito. No entanto, tem-se registado aumentos anuais das emissões de CO₂ devido ao contínuo aumento do consumo energético, sendo este aumento mais significativo nos países emergentes segundo o relatório da *International Energy Agency* (IEA) de 2011. Segundo o mesmo relatório, os tipos de energia maioritariamente responsáveis pelas emissões de CO₂ são a energia elétrica e térmica detendo uma parcela de cerca de 41% das emissões, estando a China, Estados Unidos da América e Índia no topo da lista de emissores. O excesso de CO₂ na atmosfera não é só agressivo para a natureza e para a saúde pública, mas também para a qualidade de vida, aspeto cada vez mais prezado pela sociedade global.

A excessiva exploração dos combustíveis fósseis está a levar a um esgotamento das suas reservas, principalmente de petróleo, o que se reflete nos mercados energéticos com comércios de combinações monopolizadoras que provocam flutuações sucessivas no preço dos combustíveis com uma tendência de aumento de custo.

Tendo em conta todos estes aspetos, vários países e organizações tem vindo a implementar medidas para melhorar a sua eficiência energética e diminuir a dependência de combustíveis fósseis. A União Europeia (UE), fortemente dependente de recursos externos, tem sido um dos maiores impulsionadores, sendo de referir entre as ações mais ambiciosas o plano “20-20-20”, cuja finalidade é melhorar a eficiência energética em 20%, aumentar a geração de energia através de fontes de energia renovável em 20% e reduzir as emissões de CO₂ em 20% até 2020 dentro do espaço europeu; e a norma “*Nearly Zero Emissions Buildings*” (nZEB), que define que para 2018 todos os edifícios novos de serviços devem ter um balanço energético anual nulo e o mesmo para 2020 nos edifícios novos residenciais.

As previsões apontam para um aumento do consumo energético e consequente aumento da geração como forma de suportar as necessidades, sendo que uma grande parte da geração será através de fontes renováveis e com localização dispersa na rede de baixa tensão (BT) (no caso da energia elétrica), contrariando o convencional centralismo e hierarquia do sistema elétrico de energia (SEE), o que pode trazer grandes problemas na hora do planeamento e exploração no que respeita ao melhor dimensionamento e aplicação de medidas de eficiência energética. No entanto, a aplicação de ferramentas de otimização no dimensionamento, no

despacho energético central e mesmo local até ao nível de cada edifício, pode melhorar em muito as ações de planeamento e exploração contribuindo para um aumento da eficiência energética do SEE e o correto dimensionamento do mesmo.

Não obstante, a eficiência energética nos edifícios é um dos passos mais importante a tomar para uma melhoria global do sistema e redução de consumos, visto que os edifícios são responsáveis por cerca de 36% do consumo energético global, segundo a IEA. Ações de utilização racional de energia têm vindo a ser tomadas sobre formas de sensibilização e mesmo normativas e.g. certificação energética de edifícios. Outras iniciativas governamentais e institucionais têm sido feitas com o intuito de incentivar e promover projetos inovadores de eficiência energética e construção sustentável nos edifícios, como é o caso do projeto “Casas em Movimento”. Um projeto de uma inovadora habitação sustentável.

Objetivos

Esta tese de mestrado assenta sobre o mencionado projeto “Casas em Movimento”, no que respeita à sua constituinte elétrica. Os objetivos do trabalho são projetar e desenhar a estrutura elétrica e fotovoltaica da habitação modelo de uma forma segura, funcional e economicamente viável e criar um sistema de gestão energética que minimize o custo da energia comprada à rede elétrica, contribuindo assim para a melhoria da eficiência energética da habitação. É ainda pretendido ser estudado o impacto na rede elétrica dos sistemas de geração distribuída.

O projeto multidisciplinar foi desenvolvido por uma equipa de diferentes níveis académicos da Universidade do Porto, da qual constava o autor, com o objetivo de responder à participação no programa *Solar Decathlon Europe 2012* (SDE12).

Utilizando o protótipo deste projeto como modelo para estudo, os objetivos parciais a desenvolver são:

- Projeto Elétrico – o objetivo é realizar o dimensionamento e projeto elétrico da habitação caso-estudo, tendo em conta essencialmente as indicações estipuladas nas Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão (RTIEBT);
- Geração Fotovoltaica – o objetivo é realizar um estudo técnico-económico comparativo entre dois regimes legais de geração de dimensionamento de um sistema fotovoltaico para quatro cenários possíveis que a habitação pode proporcionar; análise de emissões de gases de efeito de estufa (GEE) e ainda um estudo de otimização para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos;
- Otimização Energética – o objetivo é criar um modelo de otimização dos fluxos energéticos da habitação, recorrendo a técnicas de otimização matemática;

- Geração Distribuída — o objetivo é apresentar o paradigma atual da geração distribuída, o estado de arte e estudos futuros envolvendo a habitação caso-estudo.

Estrutura da tese

O presente trabalho está dividido em introdução, 5 capítulos de desenvolvimento, conclusão, referências bibliográficas e anexos.

Os capítulos de desenvolvimento iniciam-se com a apresentação do modelo para caso-estudo, o projeto “Casas em Movimento”. No capítulo II descreve-se o projeto elétrico. O capítulo III é referente ao estudo e projeto do gerador fotovoltaico. No capítulo IV é apresentado o modelo de otimização energético. Por fim no capítulo V é feito o *review* do tema de geração distribuída.

Capítulo 1 - “Casas em Movimento”

Neste capítulo é feita uma abordagem ao projeto “Casas em Movimento” e ao seu papel no presente trabalho.

1.1 - Projeto

O projeto “Casas em Movimento” é um ambicioso projeto multidisciplinar de inovação no âmbito da construção sustentável de habitações. O objetivo principal do projeto foi a construção à escala real de um protótipo de habitação com reduzida pegada ecológica que se movesse em torno do Sol.

A habitação é composta por uma estrutura de alumínio revestida a cortiça, garantindo assim uma elevada sustentabilidade no que respeita a materiais de construção, visto que estes materiais são 100% recicláveis e reutilizáveis.

No seu interior a casa é modular, com os espaços a adaptarem-se à necessidade do habitante, onde de um sofá é possível fazer uma mesa de jantar, ou uma sala que muda de tamanho transformando facilmente as camas de quarto em parede e até mesmo a cozinha adapta-se às horas da refeição.

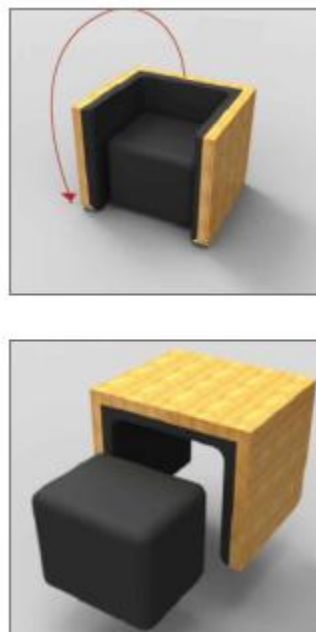


Fig. 1.1 — Sofá/mesa modular.

A movimentação da própria casa sobre dois eixos em torno do Sol, à semelhança de um seguidor solar, permite tirar um elevado partido da energia solar incidente para produzir energia elétrica e térmica, em painéis solares instalados numa estrutura em alumínio que

cobre o telhado da casa. Os movimentos combinados da estrutura que suporta os painéis solares, a qual é denominada arquitetonicamente como “pala”, em conjunto com o movimento de rotação da casa permitem ganhos térmicos de cerca de 60%, segundo estudos realizados pelo LNEG (Laboratório Nacional de Energia e Geologia - parceiro do projeto). Esta funcionalidade associada à eficiência térmica do revestimento em cortiça, caixilharias e vidros, permite manter uma temperatura entre 20 e 23°C durante todo o ano, também segundo o LNEG, assim não existe necessidade de uso de sistemas AVAC (aquecimento, ventilação e ar condicionado).

Outra característica é o sistema evolutivo da casa através da possibilidade de aumento e decréscimo da própria casa por adição ou subtração de casas (como módulos) consoante as necessidades dos habitantes. Isto é possível devido à arquitetura e modelização dos vários sistemas constituintes da habitação.

O projeto foi desenvolvido por várias entidades, focando algumas como principais a FAUP e FEUP, mas também INEGI, INESC e LNEG, entre outros. No entanto, na sua maioria os elementos do projeto eram estudantes e professores do ensino superior.

O projeto participou no programa SDE12, em Madrid. O referido programa consiste numa competição mundial constituída por 20 equipas de estudantes e professores universitários, as quais são selecionadas depois de uma fase de seriação rigorosa entre centenas de projetos, tendo este projeto sido a única participação portuguesa na história do programa. A competição consiste no projeto e construção à escala real, por parte dos próprios elementos das equipas, de protótipos de casas energeticamente eficientes, de balanço energético quase zero e sustentáveis ambientalmente em que o Sol é a principal fonte energética. Nesta edição as equipas reuniram-se em Madrid no mês de Setembro para construir os seus protótipos e expor ao público com visitas guiadas pelas várias habitações e pela Villa Solar (local onde decorreu todo o evento), enquanto que um conjunto de júris avaliava diversos critérios num total de 10 concursos desde arquitetura, a comunicação social, engenharia, sustentabilidade, etc...

Para mais informação acerca do projeto e da competição SDE podem ser consultados os seguintes *websites*:

- www.casasemmovimento.com
- www.facebook.com/casasemmovimento
- www.sdeurope.org

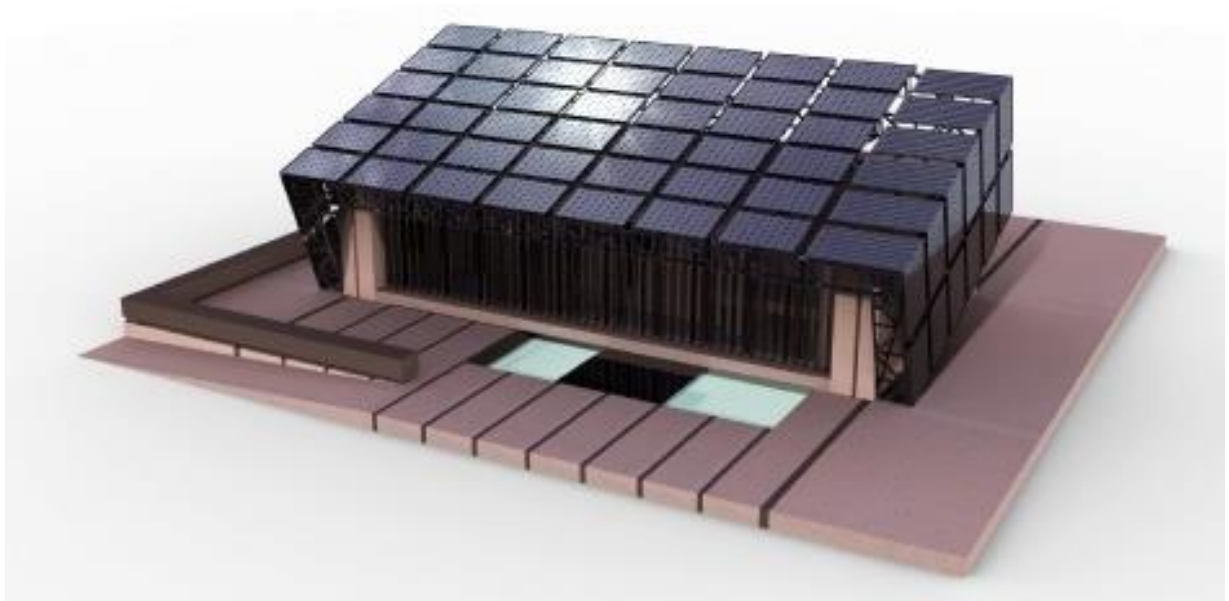


Fig. 1.2 – Render do protótipo “Casas em Movimento” na SDE12.

1.2 - Papel do projeto

Como já referido, o projeto “Casas em Movimento” surge no presente trabalho como motivação pela participação do autor no projeto, onde teve o papel de subcoordenador de equipa tendo também desenvolvido várias atividades técnicas.

Neste trabalho o projeto é usado como caso-estudo para o desenvolvimento dos vários temas.

Capítulo 2 - Projeto Elétrico

Introdução

Neste capítulo, é apresentado o projeto elétrico do protótipo “casas em movimento”, o qual é usado como modelo de estudo em todo este trabalho.

O projeto elétrico foi realizado pelo autor deste trabalho com supervisão do orientador Prof. Neves dos Santos e do Eng.º Cristiano Ferreira da Segurel, no âmbito do programa SDE12.

O projeto elétrico a ser apresentado irá incluir os cálculos justificativos e desenhos realizados da instalação elétrica em Anexo, bem como uma apresentação inicial da estrutura da habitação, de forma a perceber-se as necessidades da casa.

2.1 - Estrutura do protótipo

Nesta secção será apresentada a estrutura física da habitação caso-estudo, a qual se presume, neste trabalho, que será instalada na cidade do Porto.

A habitação é da tipologia T2 com uma área bruta de $12 \times 7 \text{ m}^2 \rightarrow 84 \text{ m}^2$. É uma casa térrea, no entanto é possível a utilização do terraço em determinadas horas do dia, devido ao movimento da pala.

As figuras abaixo representam respetivamente os cortes longitudinal e transversal da habitação.

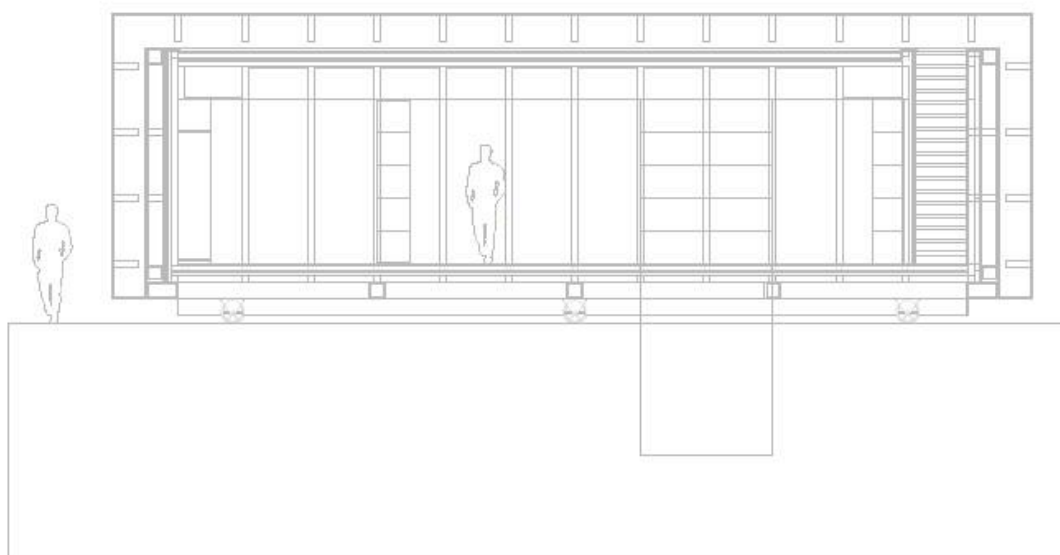


Fig. 2.1 — Corte longitudinal da habitação caso-estudo.

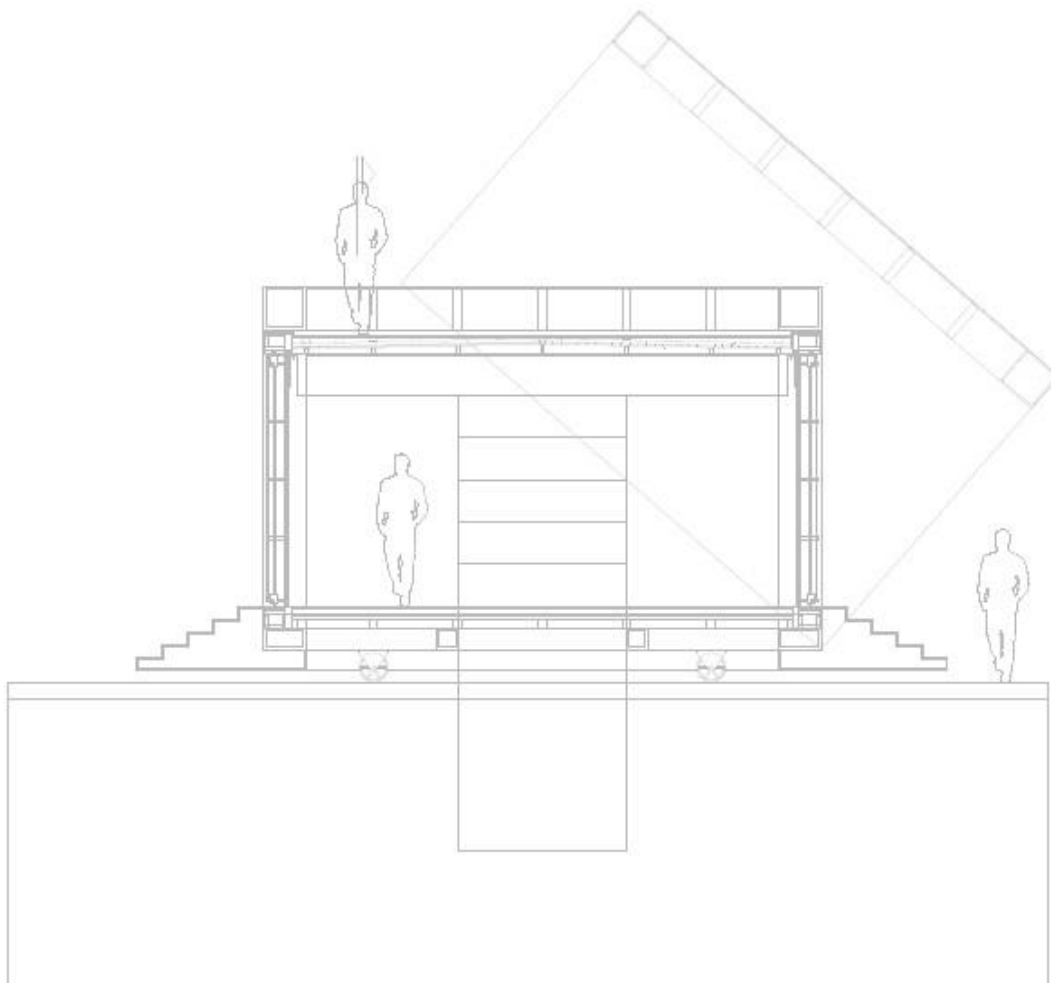


Fig. 2.2 – Corte transversal da habitação caso-estudo.

Como se pode verificar, em ambos os cortes existe uma estrutura que se prolonga verticalmente pelo solo. Esta estrutura é oca e é acessível pelo interior da habitação e tem a função de estrutura do único elemento fixo da casa, daí o prolongamento desde o solo até ao teto. No interior da casa esta estrutura é um WC e em seu redor pela parte exterior é a cozinha. Além da função estrutural, este elemento é a entrada e saída de água, gás e eletricidade entre a casa e as respetivas redes públicas. É na parte inferior do arquitetonicamente denominado “elemento fixo”, que será instalado o quadro de entrada Q.E.

Na figura abaixo está representada em vista aérea o interior da habitação.

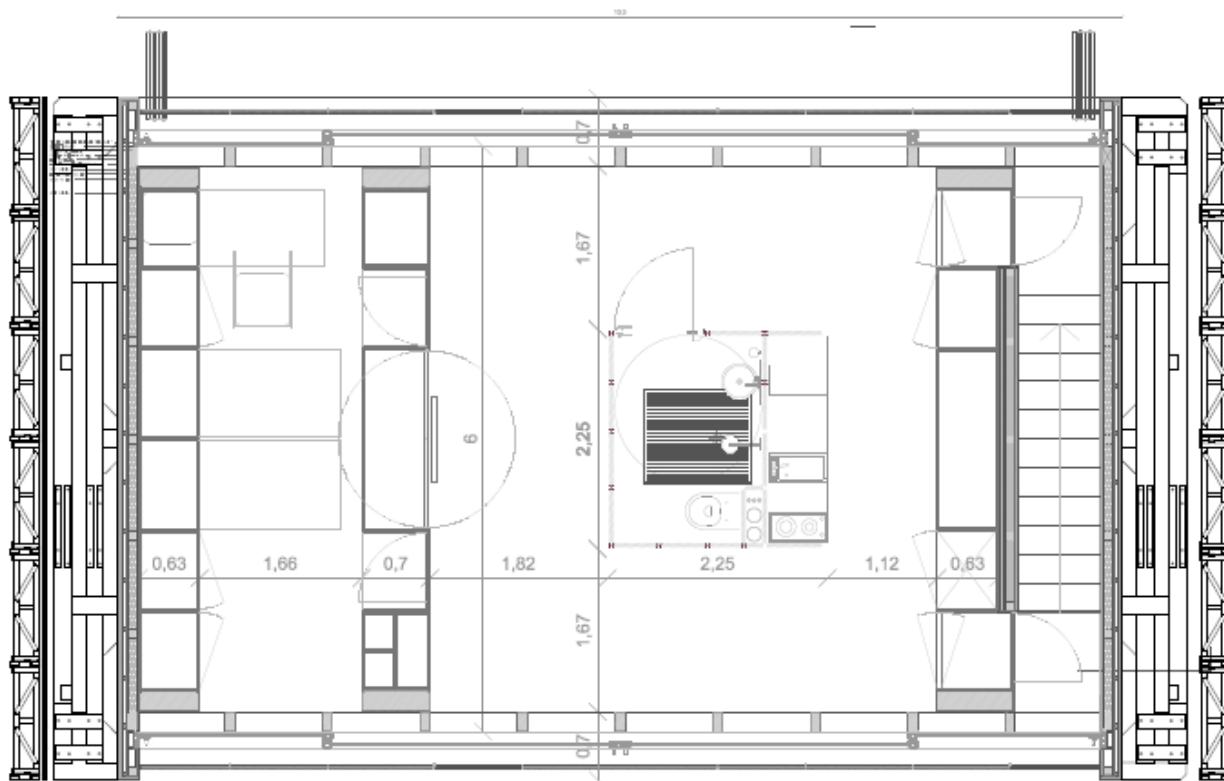


Fig. 2.3 – Vista aérea do interior da habitação caso-estudo.

O Q.E. alimenta todos os equipamentos elétricos contidos no “elemento fixo” sendo eles o motor de rotação da base da casa, os equipamentos de cozinha e todo o WC. O Q.E. alimenta ainda o quadro parcial (Q.P.), o qual está instalado no interior da casa, no denominado “elemento móvel”.

O Q.P. alimenta todos os equipamentos do “elemento móvel”.

Todos os desenhos apresentados podem ser consultados nos Anexos AR-1, AR-2 e AR-3.

2.2 - Dimensionamento de canalizações e proteções

Será aqui apresentado o dimensionamento das canalizações e proteções elétricas, com os devidos cálculos justificativos, da habitação caso-estudo, a qual tem uma potência contratada de 10,35 kVA monofásica.

Apesar das instalações elétricas abaixo de 50kVA de potência contratada não carecerem de projeto elétrico, este foi necessário realizar para o programa SDE2012, sendo o projeto elétrico um elemento de exclusão e o qual é sujeito a validação por parte da organização.

Para o correto e seguro dimensionamento das instalações elétricas em Portugal e posterior aprovação pelas entidades responsáveis, é necessário seguir as RTIEBT da autoria da Certiel e DGGE.

Como já referido, a potência contratada é de 10,35 kVA monofásica e apenas existe uma instalação de utilização. A corrente de serviço, ou corrente máxima permitida para alimentação da instalação elétrica, é dada pela seguinte equação:

$$I_S = \frac{S_{cont}}{n_f \cdot V_n} \cdot k_S \quad [A] \quad (2.1)$$

, em que S_{cont} é a potência contratada, n_f é o número de fases, V_n é a tensão nominal da rede cujo valor é de 230 V e k_S é o fator de simultaneidade dado pelo Quadro 803A das RTIEBT em que para este caso é 1. A corrente de serviço é $\rightarrow I_S = 45 \text{ A}$.

Determinada a corrente de serviço, é agora possível dimensionar a instalação elétrica verificando as 5 condições necessárias, as quais são:

1. Aquecimento;
2. Sobreintensidade;
3. Queda de tensão;
4. Fadiga térmica;
5. Poder de corte.

Os cálculos justificativos dos projetos elétricos de instalações de habitação são realizados para instalações coletivas (e.g. condomínios), em que existem partes comuns e individuais e apenas se estendem até às entradas das partes individuais, ou seja até ao quadro de entrada de cada habitação. Daí em diante as canalizações têm que cumprir com as RTIEBT tal como anteriormente, respeitando as condições de aquecimento e sobreintensidade, mas não é necessário a apresentação de cálculos justificativos. No presente caso estudo serão apresentados os cálculos justificativos até à entrada da instalação e posteriormente as canalizações escolhidas para as diferentes canalizações.

Todos os cálculos realizados para o dimensionamento elétrico estão de acordo com o artigo 803.2.4 das RTIEBT, o qual define os parâmetros de cálculo necessários a seguir para o correto dimensionamento das instalações elétricas.

2.2.1 Condição de aquecimento

A condição de aquecimento verifica se a corrente de serviço da canalização é inferior ou igual à corrente máxima admissível no cabo (I_Z) e representa-se por:

$$I_S \leq I_Z \quad [A]$$

O I_Z é característico da secção e tipo de cabo que melhor se adequa à canalização. Por sua vez, a adequabilidade do cabo é dependente do modo de instalação da canalização.

No presente caso estudo, o cabo de entrada que vem desde a portinhola, a qual representa o início da instalação de utilização, até ao Q.E. vai ser instalado em condutas circulares embebidas nos elementos de construção, o que pelo quadro 52H das RTIEBT representa uma instalação com método de referência B5. Devido à maior exposição deste cabo, decidiu-se escolher um cabo com isolamento XLPE (polietileno reticulado) por ser mais robusto. Para condutores de cobre (Cu) isolados a XLPE com método de referência de instalação B, segundo o Quadro 52-C2 das RTIEBT a secção (S) mais económica que permite cumprir a condição acima é de 6 mm^2 , a qual tem $I_Z = 54 \text{ A}$. No entanto, para alargar o nível de segurança decidiu-se aumentar a secção do cabo para 10 mm^2 , o que permite $\rightarrow I_Z = 75 \text{ A}$.

$$45 \leq 75 \quad [A]$$

Cumpre-se assim a primeira condição e determina-se a secção do cabo de entrada. Caso esta condição não fosse satisfeita, teria de se aumentar a secção do cabo de entrada. Como o cabo de fase (F) tem 10 mm^2 os cabos de neutro (N) e terra (PE) tem a mesma secção segundo a secção 524.2 e o quadro 54F da secção 543.1.2 das RTIEBT respetivamente.

Consultando o ANEXO IIB da secção 5 das RTIEBT, o cabo de entrada tem então a seguinte referência:

XV3G10 / VD25Ø

A leitura deste cabo é a seguinte: X - isolamento em XLPE; V - bainha em policloreto de vinilo (PVC); 3 condutores; G - c/ condutor verde/amarelo; 10 mm^2 de secção; VD25Ø - tubo em PVC de 25 mm de diâmetro onde o cabo se encontra inserido em conformidade com o Quadro 803D da secção 803.4.5.4 das RTIEBT.

2.2.2 Condição de sobreintensidade

A condição de sobreintensidade garante a correta calibração das proteções elétricas de modo a garantir a segurança das canalizações contra sobreintensidades. As proteções de circuitos nas instalações elétricas são realizadas por meio de fusíveis corta-circuitos e/ou por disjuntores.

Na condição de sobreintensidade tem de ser verificadas duas situações. Na primeira o calibre da proteção ou corrente estipulada (I_n) tem de estar compreendida entre a corrente de serviço da canalização e a corrente máxima admissível do cabo e representa-se por:

$$I_S \leq I_n \leq I_Z \quad [A]$$

Recorrendo à tabela de correntes estipuladas de disjuntores do tipo doméstico da Norma EN 60898, a qual tem de ser satisfeita segundo a 432.1 das RTIEBT, o disjuntor com I_n mais próximo de I_S é $\rightarrow I_n = 50 \text{ A}$.

$$45 \leq 50 \leq 75 \quad [A]$$

Cumpre-se assim a primeira situação da condição de sobreintensidade.

Na segunda situação é verificado se a proteção atua para correntes inferiores a 145% da corrente máxima admissível no cabo, ou seja:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z \quad [A]$$

A corrente de funcionamento (I_2) para o disjuntor selecionado é $I_2=72 \text{ A}$

$$72 \leq 1,45 \times 75 = 108,75 \quad [A]$$

Assim verifica-se que é cumprida a segunda situação da condição de sobreintensidade.

Estando cumpridas as duas situações, conclui-se que a proteção de entrada por disjuntor com $I_n=50 \text{ A}$ é adequada à instalação.

2.2.3 Condição de queda de tensão

A condição de queda de tensão verifica se a queda de tensão (Δu) existente entre a portinhola e a entrada da instalação no Q.E. não ultrapassa os valores definidos na secção 803.2.4.4.2 das RTIEBT. A alínea a) da referida secção das RTIEBT define que para instalações individuais a queda de tensão tem de ser menor ou igual a 1,5% da tensão nominal da rede de alimentação.

$$\Delta u \leq 1,5\%$$

A queda de tensão relativa é dada pela seguinte equação:

$$\Delta u = \frac{u}{V_n} 100\% \quad (2.2)$$

, em que u é a queda de tensão absoluta no troço ou a soma das quedas de tensão nos vários troços entre a portinhola e o Q.E. e é dada pela equação abaixo, segundo 525 das RTIEBT:

$$u = b \left(\rho \frac{L}{S} \cos \varphi + \lambda L \sin \varphi \right) I_S \quad [V] \quad (2.3)$$

, em que $b=1$ para instalações trifásicas e $b=2$ para instalações monofásicas; ρ é a resistividade do cabo à temperatura de serviço normal, ou seja, a 1,25 vezes a resistividade a

20°C sendo $\rho = 0,0225 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ para Cu e $\rho = 0,036 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ para alumínio (Al); L é o comprimento do cabo e S a sua secção; $\cos \varphi$ é o fator de potência e λ é a reactância do cabo e tem o valor de $0,08 \text{ m}\Omega/\text{m}$.

No presente caso-estudo a instalação é monofásica, com fator de potência unitário e o troço de entrada é um cabo de Cu de 10 mm^2 com 10 m de comprimento. Realizando os cálculos obtém-se $\rightarrow u = 2,03 \text{ V} \Rightarrow \Delta u = 0,88\%$.

$$0,88 \leq 1,5 \quad [\%]$$

Cumpre-se assim a condição de queda de tensão. Novamente se esta condição não fosse cumprida, a secção do cabo de entrada teria de ser aumentada.

2.2.4 Condição de fadiga térmica

A condição de fadiga térmica permite determinar o tempo que é necessário para que um curto-circuito eleve a temperatura dos condutores desde a sua temperatura de serviço até à temperatura limite, de forma a seleccionar o tipo de proteções que atuam num tempo inferior.

$$t_a \leq t_{FT} \quad [\text{s}]$$

Segundo a secção 434.3.2 das RTIEBT, para curto-circuitos com tempo inferior a 5 s, o tempo de fadiga térmica é determinado pela seguinte equação:

$$\sqrt{t_{FT}} = k \frac{S}{I_{ccmin}} \quad [\text{s}] \quad (2.4)$$

, em que t_{FT} é o tempo de fadiga térmica em segundos, com:

$$t_{FT} \leq 5 \quad [\text{s}]$$

, k é uma constante dos condutores (para condutores isolados a XLPE $k = 143$), S é secção do cabo e I_{ccmin} é o valor eficaz da intensidade do curto-circuito verificado no ponto mais afastado do circuito. A equação que representa o I_{ccmin} encontra-se abaixo:

$$I_{ccmin} = \frac{0,95V_n}{1,5(R_F^{20^\circ} + R_N^{20^\circ})} \quad [\text{A}] \quad (2.5)$$

, em que $R_F^{20^\circ}$ e $R_N^{20^\circ}$ representam a resistência ou a soma das resistências dos condutores fase e neutro a 20°C respetivamente, para os troços entre a portinhola e o ponto mais afastado do circuito. No presente caso-estudo o ponto mais afastado do circuito onde se pode verificar um curto-circuito situa-se numa tomada de alimentação geral.

A resistência de cada condutor é determinada por:

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad [\Omega] \quad (2.6)$$

, com $\rho = 0,0179 \, \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ para Cu e $\rho = 0,029 \, \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ para Al a 20°C.

Existem vários troços com secções e comprimentos diferentes desde a portinhola até ao ponto mais afastado. A informação relativa a cada troço encontra-se na tabela abaixo:

Tabela 2.1 – Troços entre a portinhola e o ponto mais afastado.

Troço		L (m)	S (mm ²)	R _{F+N} (Ω)
Início	Fim			
portinhola	Q.E.	10	10	0,0357
Q.E.	Q.P.	10	6	0,0595
Q.P.	tomada	12	2,5	0,1714

Realizando os cálculos de curto-circuito obtém-se $\rightarrow I_{cc_{min}} = 546,25 \, \text{A}$. Isto significa que qualquer curto-circuito que ocorra em toda a instalação terá uma corrente mínima de magnitude 546,25 A.

Depois de calculada a $I_{cc_{min}}$ é possível determinar o tempo de fadiga térmica $\rightarrow t_{FT} \approx 0,43 \, \text{s}$. Ou seja, a proteção elétrica por disjuntor, neste caso, tem de atuar antes deste tempo.

Recorrendo às curvas características de disparo dos disjuntores cruza-se o tempo de fadiga térmica com o múltiplo da intensidade nominal, o qual é dado por $I_{cc_{min}}/I_S \approx 12,14$, e verifica-se que o valor encontrado situa-se na curva “D”. Como tal, os disjuntores tem de ter uma curva de disparo do tipo “D” para que disparem antes da chegada ao limite térmico.

$$\begin{cases} 0,43 \leq 5 \\ t_a \leq 0,43 \end{cases} \quad [\text{s}]$$

Cumpre-se assim a condição de fadiga térmica e conclui-se que os disjuntores devem ter um disparo característico de curva “D”.

2.2.5 Poder de corte

O poder de corte de uma proteção elétrica é a capacidade máxima que o dispositivo tem para cortar o circuito em carga, por outras palavras, o poder de corte é a corrente elétrica máxima que o dispositivo pode cortar sem danos.

O poder de corte é determinado pelo valor eficaz da intensidade do curto-circuito verificado no ponto de instalação da proteção elétrica ($I_{ccm\acute{a}x}$) e não deve ser inferior a este, segundo a secção 434.3.1 da RTIEBT.

$$Pdc \geq I_{ccm\acute{a}x} \quad [kA]$$

A equação que representa o $I_{ccm\acute{a}x}$ encontra-se abaixo:

$$I_{ccm\acute{a}x} = \frac{V_n}{Z_{ccPT} + R^{20^\circ}} \quad [A] \quad (2.7)$$

, em que Z_{ccPT} é impedância de curto-circuito do posto de transformação (PT) do lado da baixa tensão, R^{20° representa a resistência ou a soma das resistências dos condutores a 20°C para os troços entre o PT e o ponto onde a proteção elétrica é instalada e a qual é determinada pela eq. 2.6. No presente caso-estudo o ponto do circuito onde a proteção elétrica de entrada é instalada situa-se no Q.E.

A Z_{ccPT} é dada pela seguinte equação:

$$Z_{ccPT} = \frac{4\%V^2}{S_{PT}} \quad [\Omega] \quad (2.8)$$

, em que V é a tensão composta do lado da baixa tensão e S_{PT} é a potência do transformador.

A habitação não tem localização exata e como tal não é possível identificar o PT que a irá alimentar, como tal convencionou-se o PT como sendo genérico e com os seguintes dados fornecidos pela 803.2.4.1.1 das RTIEBT:

- Potência – 630 kVA
- Tensão de curto-circuito – 4% em 15 kV \rightarrow 4%400 V
- Secção do cabo – 95 mm²
- Comprimento do cabo – 20 m

Realizando os cálculos da impedância do PT obtém-se $\rightarrow Z_{ccPT} = 0,0305 \Omega$.

Existem vários troços com secções e comprimentos diferentes desde o PT até ao ponto de instalação da proteção elétrica. A informação relativa a cada troço encontra-se na tabela abaixo:

Tabela 2.2 – Troços entre o PT e o ponto de instalação da proteção.

Troço		L (m)	S (mm ²)	R (Ω)
Início	Fim			
PT	portinhola	20	95	0,0062
portinhola	Q.E.	10	10	0,0179

Realizando os cálculos de curto-circuito obtém-se $\rightarrow I_{cc_{máx}} \approx 4,22$ kA. Isto significa que qualquer curto-circuito que ocorra em toda a instalação terá uma corrente máxima de magnitude 4,22 kA.

Depois de calculada a $I_{cc_{máx}}$ é possível seleccionar os dispositivos de proteção com poder de corte adequado. Recorrendo às tabelas *standard* de fabricantes nesta matéria, selecciona-se dispositivos com *Pdc* de 4,5 kA. Ou seja, a proteção elétrica por disjuntor, neste caso, atua para correntes até 4,5 kA.

$$4,5 \geq 4,22 \quad [kA]$$

Cumpre-se assim a condição de poder de corte, seleccionando disjuntores com poder de corte de pelo menos 4,5 kA.

2.2.6 Outros aspetos do dimensionamento

Existem ainda outros parâmetros a determinar para além dos necessários para cumprir as condições acima apresentadas, estes são:

- Dimensionamento das restantes canalizações
- Seleção da sensibilidade das proteções diferenciais
- Garantia de seletividade entre as proteções

No dimensionamento das restantes canalizações para a secção dos condutores foi tido em conta e como referência o Quadro 52J da secção 524.1 das RTIEBT que define as secções mínimas dos condutores consoante a sua finalidade. Todas as canalizações da habitação caso-estudo têm cabo em Cu, com isolamento em PVC e normalizados para uma tensão entre 450/750 V regulando-se pelo ANEXO IIA da secção 5 das RTIEBT e com corte unipolar; à exceção da canalização existente entre o Q.E. e o Q.P. a qual tem um cabo semelhante ao da entrada, diferindo apenas na flexibilidade, em que o cabo entre quadros é flexível e não rígido para que os movimentos da casa reduzam o risco de dano no cabo, a canalização tem um dispositivo de corte bipolar. Na tabela abaixo encontra-se a referência do cabo usada para cada tipo de utilização e a proteção seleccionada.

Tabela 2.3 – Referência de cabo e proteção consoante a utilização.

Utilização	Referência de cabo	Corte por disjuntor
Iluminação	H07V-U3G1,5 / VD16Ø	10 A
Tomadas de uso geral	H07V-U3G2,5 / VD16Ø	16 A
Tomadas de uso especial	H07V-U3G2,5 / VD16Ø	16 A
Tomadas Forno / Fogão	H07V-U3G4 / VD20Ø	20 A
Tomada ATI	H07V-U3G2,5 / VD16Ø	16 A
Motores para rotação	H07V-U3G2,5 / VD16Ø	16 A
Q.P.	FXV3G6 / VD20Ø	2x32 A

Para proteção de pessoas e animais contra os contactos diretos e indiretos são instalados interruptores diferenciais residuais, os quais atuam perante uma corrente de fuga causada por um defeito. O calibre dos interruptores diferenciais seleciona-se consoante a intensidade que o dispositivo é capaz de interromper e a sua sensibilidade ou corrente residual ($I_{\Delta n}$), a qual depende da resistência do eletrodo de terra. Considerando que o eletrodo de terra tem $R \geq 1000 \Omega$ e que o sistema de terras é do tipo TT, segundo o Quadro 53GD da secção 531.2.4 das RTIEBT o dispositivo tem de ser de alta sensibilidade podendo tomar valores $\rightarrow I_{\Delta n} \leq 30$ mA.

A seletividade entre os diferentes dispositivos de proteção é garantida em todo o circuito.

Todos os desenhos técnicos relativos à instalação elétrica podem ser encontrados nos **Anexos EE-1 a EE-5**. Os desenhos técnicos estão codificados da seguinte forma XX-n.n, em que X são caracteres alfabéticos e n numéricos. Os caracteres alfabéticos representam:

- AR – Arquitetura
- EE – Eletricidade
- FV – Fotovoltaico

Relativamente aos desenhos elétricos os caracteres numéricos representam:

- EE-1 – Esquema unifilar
- EE-2 – Iluminação
- EE-3 – Tomadas de uso geral
- EE-4 – Tomadas de uso especial
- EE-5 – Quadros

Capítulo 3 - Geração Fotovoltaica

Introdução

Neste capítulo, é realizado um estudo de geração fotovoltaica para o caso-estudo deste trabalho, onde um sistema fotovoltaico (FV) vai ser instalado na estrutura móvel superior da casa, denominada arquitetonicamente por “pala móvel”.

Após a realização de estudos técnicos e de viabilidade económica, a melhor solução é apresentada como aquela a implementar. A referida solução FV passa então a ser dimensionada eletricamente e projetada em *computer aided design* (CAD). São ainda realizados estudos de impacto ambiental do sistema FV e por fim é apresentado um modelo de otimização para apoio à decisão no dimensionamento do sistema FV.

3.1 - Estudo técnico

Nesta secção será realizado o estudo das possíveis soluções técnicas do sistema FV a implementar no caso-estudo.

Quatro cenários vão ser estudados a nível de geração de energia:

- 1) Sistema fixo;
 - 2) Movimento em *Zenith*;
 - 3) Movimento em *Azimuth*;
 - 4) Movimento duplo.
-
- 1) É o sistema mais simples, em que não existem movimentos da casa, como tal pode-se considerar um cenário normal de geração numa habitação orientada a Sul e com inclinação ótima dos painéis FV.
 - 2) Neste cenário existe um movimento da “pala móvel” sobre o eixo horizontal com uma variação do ângulo em relação ao eixo de Zénite, ou seja, inclinação variável, mantendo a orientação dos painéis FV a Sul. O Zénite é o eixo imaginário vertical sobre um plano horizontal terrestre [1].

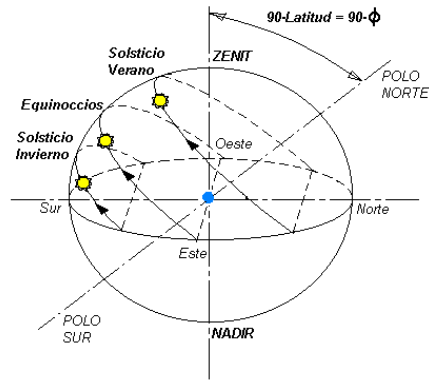


Fig. 3.1 – Representação do eixo Zenital no globo terrestre. O ângulo formado entre o Zénite e a irradiação direta no plano é denominado por distância zenital (θ_z) e a elevação solar é dada por $90^\circ - \theta_z$, sendo definida como o ângulo entre o plano horizontal e a irradiação direta no plano (direção Sol-Terra).

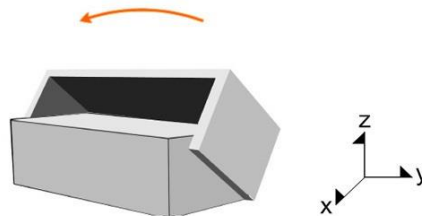


Fig. 3.2 – Movimento da “pala móvel”. Como se pode verificar, neste cenário apenas há um movimento de inclinação dos painéis FV.

- 3) Neste cenário existe um movimento de rotação da casa sobre o eixo vertical com uma variação do ângulo de Azimute, mantendo a inclinação ótima dos painéis FV. O Azimute Solar é o ângulo formado entre uma direção de referência (eixo N-S) no plano horizontal terrestre e a projeção vertical da linha Sol-Terra [2].

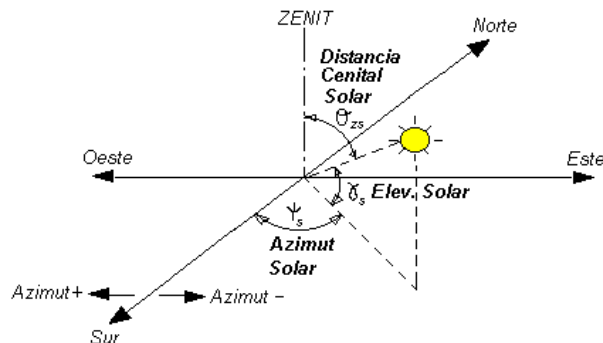


Fig. 3.3 – Representação do ângulo de Azimute no plano terrestre. Em projetos de sistemas FV a direção considerada de referência é o Sul (S) geográfico, assim o ângulo de Azimute para Este (E) é negativo e para Oeste (O) é positivo.

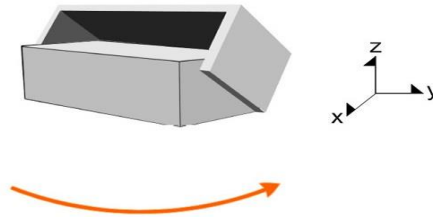


Fig. 3.4 – Movimento de rotação da casa. Como se pode verificar, neste cenário apenas há um movimento de rotação dos painéis FV.

- 4) Neste cenário existe um movimento sobre os eixos horizontal e vertical, constituindo assim um movimento duplo da casa. Tanto há variação na inclinação da “pala móvel” como na rotação da casa.

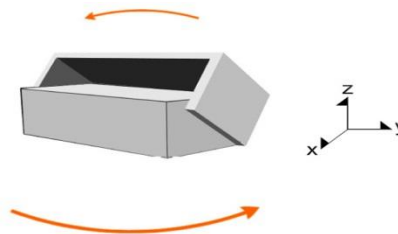


Fig. 3.5 – Movimento duplo da casa. Como se pode verificar, neste cenário há um movimento de inclinação e de rotação dos painéis FV em torno do Sol.

3.1.1 Local de implementação

O local escolhido para estudo de implementação do projeto é um local livre de sombras próximas na cidade do Porto, Portugal.

Na referida cidade os valores mensais de irradiação solar no plano horizontal (H) e temperatura média diária (T°) apresentam-se na Tabela seguinte:

Tabela 3.1 – Dados climáticos da região do Porto necessários para o estudo [3].

Mês	H (kWh/m ² /d)	T (°C)
Jan	1,96	9,8
Fev	2,97	10,5
Mar	4,31	13,0
Abr	5,59	13,8
Mai	6,65	16,2
Jun	7,32	19,5
Jul	7,32	20,9
Ago	6,48	21,03
Set	5,16	19,3
Out	3,40	16,6

Nov	2,19	12,5
Dez	1,71	10,3
média	4,60	15,3

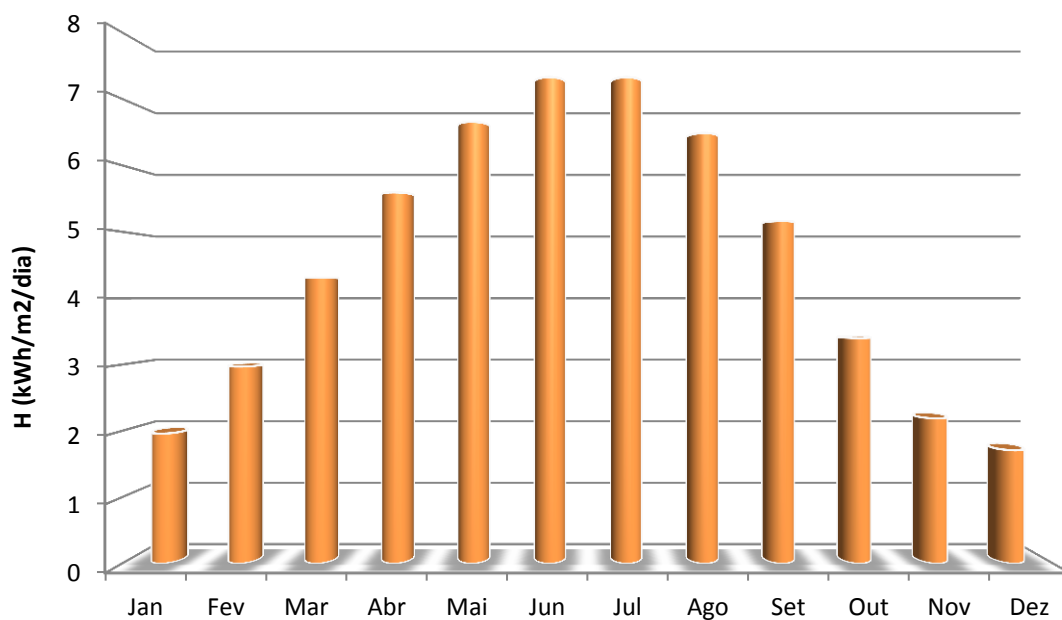


Gráfico 3.1 – Irradiação no plano horizontal ao longo de um ano na cidade do Porto.

Na cidade do Porto a latitude é de aproximadamente N 41° em todo o território. Pode-se então tomar como referência uma inclinação dos painéis fotovoltaicos de 31°, sendo que a latitude-10° é um valor próximo da inclinação ótima dos painéis fotovoltaicos em sistemas fixos ao longo do ano quando ligados à rede elétrica, segundo [4].

No entanto, ao utilizar o *software* PVsyst V5.56, como simulador de sistemas fotovoltaicos, verificou-se que o ângulo ótimo de inclinação para o local pretendido é de 35°.

O ângulo ótimo de inclinação pode ser calculado através da seguinte forma:

$$\beta_{opt} = Lat. - \delta \quad (grau) \quad (3.1)$$

, onde Lat. é a latitude do local e a declinação δ é compreendida como o ângulo entre o plano equador e a direcção Sol-Terra e é dada por::

$$\delta = 23.45 \cdot \sin\left(2\pi \frac{284+d}{365}\right) \quad (rad) \quad (3.2)$$

, em que $d \in [1; 365]$ dia do ano.

3.1.2 Dimensionamento do sistema

Devido à potência contratada estipulada, no Cap. anterior, para a habitação ser de 10,35 kVA, é possível instalar um sistema FV com capacidade até 5,18 kVA, sendo metade da potência contratada, cumprindo o Art.4º do DL 118-A/2010 [5], o qual aplica-se à micro-produção de até 5,75 kW segundo a Alínea 1 do Art.3º desse mesmo Decreto-lei. Pode assim o produtor estar abrangido pelos regimes de micro (μ G) ou mini geração (mG), visto que a potência máxima a instalar no caso de μ G é de 3,68 kW para instalações individuais, Alínea 2 do Art.9º.

Segundo o Decreto-Lei, o produtor tem de instalar também um sistema solar térmico com um mínimo de 2 m² para consumo próprio, o qual não vai ser contemplado neste projeto.

Os DL impõem limites na quantidade anual de energia elétrica vendida à rede para energia proveniente de FV e eólica nos seus Artigos 11º (alínea 7 para [5] e alínea 8 para [6]), de 2,4 MWh/ano/KW_{instalado} e de 2,6 MWh/ano/KW_{instalado}.

Para este projeto os painéis FV a utilizar serão da marca portuguesa 240P da Martifer Solar. No *website* do fabricante facilmente encontra-se a *Datasheet* deste produto que tem as seguintes características principais:

- P – 240 Wp
- I_{MPP} – 8,21 A
- V_{MPP} – 29,24 V
- I_{SC} – 8,58 A
- V_{OC} – 37,80 V
- η – 15,10%
- dim – 1639 x 982 x 35 mm

μ G

Como já referido a potência máxima a instalar, ou seja, a potência à saída do inversor, para a μ G é de 3,68 kWp, como a P_{FV} de cada FV é de 240Wp, o máximo de FV's a instalar será $N_{FV} = \frac{P_{máx}}{P_{FV}} = \frac{3680}{240} = 15,333 \approx 15$ unidades. No entanto, devido às características de V_{MPP} do inversor, não é possível ter 15 FV's na mesma *string* (ou fila), devido à V_{Str} a 25°C (condições *Standard test conditions* (STC)) ser maior que a V_{MPP_máx} do inversor escolhido, o Sunny Boy SB 4000TL-20 da SMA.

O inversor Sunny Boy SB 4000TL-20 da SMA foi escolhido para este projeto, devido à sua P de saída ser justamente 3,68 kW. No *website* do fabricante encontra-se a *Datasheet* deste produto que tem as seguintes características principais:

- P_{AC} – 3,68 kW (@ 230 V, 50 Hz)
- I_{DC_máx} – 15 A

- $V_{MPP} - [175 ; 440] \text{ V}$
- 2 entradas
- $I_{AC_m\acute{a}x} - 22 \text{ A}$
- $\cos \varphi - 1$
- $\eta - 97\%$

Entende-se por V_{MPP} o intervalo de tensão para o qual é possível o seguimento do ponto máximo de potência do sistema FV por parte do inversor, no *Max power point tracking* (MPPT). O uso do MPPT nos inversores permite que estes consigam localizar na curva característica dos FV o ponto máximo (V,I) para o qual é possível extrair a máxima potência do sistema consoante as condições de temperatura e irradiância [7-8]. Na Fig. 3.6 são apresentadas curvas V,I características dos FV's e na Fig. 3.7 é apresentado os limites de um MPPT.

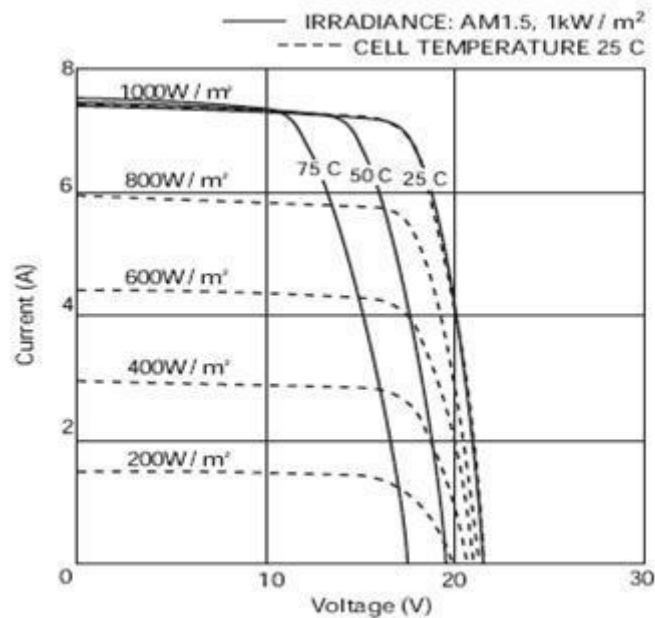


Fig. 3.6 — Curvas V,I típicas para um painel FV. As curvas variam consoante as condições de temperatura (a traço continuo) o que varia a V nas células; e irradiância (a tracejado) o que varia a I na células.

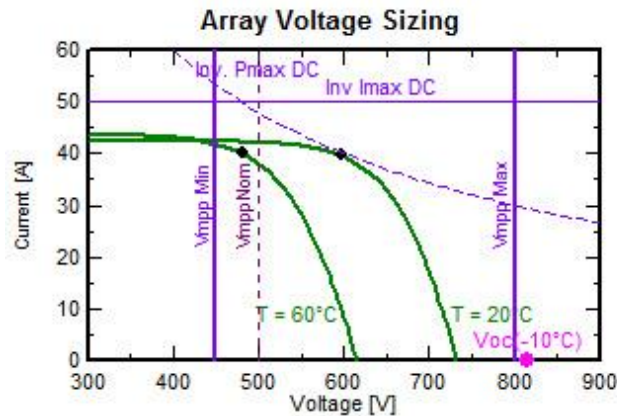


Fig. 3.7 – Intervalo de V para o qual é possível o funcionamento do MPPT num inversor. É possível verificar que a tensão nominal na *string* tem de estar compreendida nos limites, $V_{MPP_min} < V_{Str} < V_{MPP_máx}$, para que seja possível captar o ponto máximo de potência (representado pelos pontos a negro) para uma vasta gama de temperaturas de célula. A corrente de *string* também é um fator a ter em conta devido à curva de corrente máxima do inversor (a tracejado azul), embora I seja muito pouco variável, o que já não acontece com V .

A solução para combinar o sistema FV com o inversor passa por colocar os FV em duas *strings* com o mesmo número de painéis para que se mantenha a V igual nas duas *strings* do sistema, caso contrário o sistema pode danificar-se. Reduzir o número de painéis para 14 obtendo 2 *strings* de 7 painéis cada, permite que a tensão na *string* esteja no intervalo de tensões do MPPT. No entanto esta solução reduz a potência instalada, o que não é tão rentável porque o inversor fica sobredimensionado em 110% ([9] aconselha o subdimensionamento do inversor em 110%), outro aspeto é que a V_{Str} a 25°C está muito próxima do limite inferior do MPPT, V_{MPP_min} , como se pode verificar pela seguinte Figura.

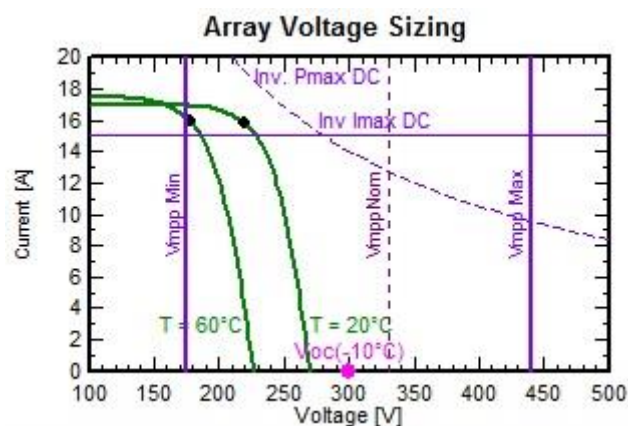


Fig. 3.8 – Dimensionamento da *string* com 7 painéis para o inversor escolhido.

Aumentar o número de painéis para 16 obtendo 2 *strings* de 8 painéis cada subdimensiona ligeiramente o inversor, no entanto esta situação é preferível à anterior, porque como é sabido, os painéis FV raramente estão a produzir no seu máximo de potência e esta solução

permite produzir mais energia mantendo a capacidade limite do sistema (saturação) em 3,68 kW, como se pode verificar pela Fig. 3.8; a V_{Str} a 25°C deixa de estar tão próxima do limite o que permite que o MPPT possa funcionar sem problemas.

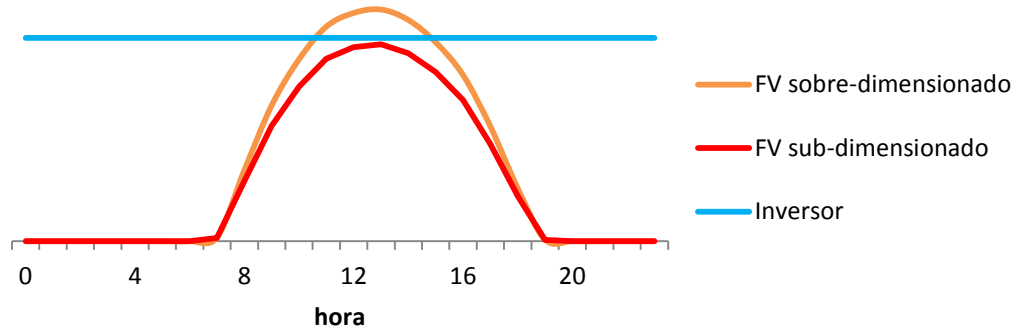


Fig. 3.9 – Perfis de potência FV's e de inversor para um dia. Como se pode verificar num FV sobredimensionado parte da potência pode ser desperdiçada quando esta excede a potência limite do inversor, num dia considerado ideal. No entanto produz mais energia que um sistema subdimensionado, o que se pode verificar na diferença entre as duas curvas FV, o que se traduz numa otimização de rentabilidade [9].

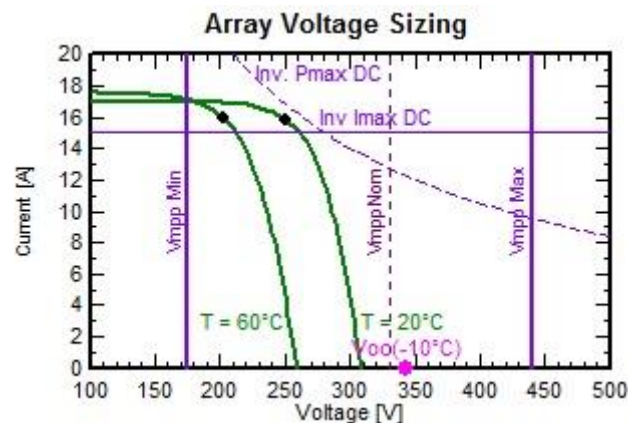


Fig. 3.10 – Dimensionamento da *string* com 8 painéis para o inversor escolhido. Apesar do ponto MPP (a negro) estar acima do limite da corrente contínua (DC) inversa, este facto não é significativo visto que existem proteções que anulam estas anomalias.

Assim o sistema em μG fica dimensionado para 16 painéis FV distribuídos por 2 *strings* de 8 painéis cada, interligadas a um inversor com MPPT.

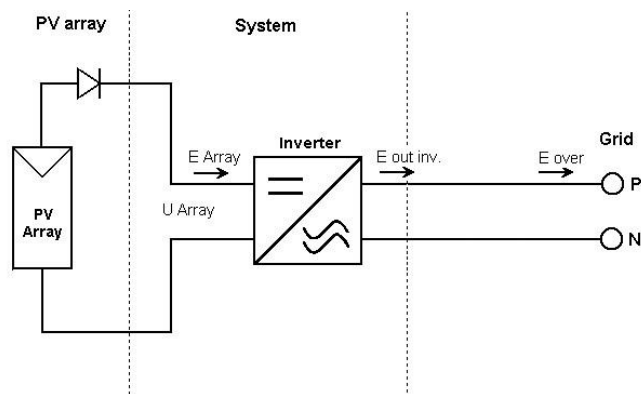


Fig. 3.11 – Esquema simplificado do sistema FV a implementar. O painel FV é visto como uma fonte de corrente contínua com um díodo ideal, o painel é então ligado a um inversor DC/AC para aplicações de ligação à rede elétrica publica. *Fonte da imagem: PVsyst V5.56.*

Para o cálculo da energia produzida por um sistema FV de forma simples, aproximada e rápida, pode-se utilizar a seguinte equação, que contempla a irradiação diária (H), a área do módulo (A), o rendimento do painel FV a 25°C (η_{FV}) e o rendimento do inversor com MPPT (η_{MPPT}), multiplicando pelo número de painéis FV (N_{FV}) e pelo número de dias de um ano (365 dias):

$$E = H \cdot A \cdot \eta_{FV} \cdot \eta_{MPPT} \cdot N_{FV} \cdot 365 \quad [kWh/ano] \quad (3.3)$$

Realizando este cálculo obtém-se uma energia anual produzida de 6330,04 kWh/ano se se calcula a energia tendo em conta a variação da irradiação consoante o mês. Caso se calcule para um valor de irradiação médio (ver **Tabela 3.1**), obtém-se uma energia anual produzida de 6321,22 kWh/ano. Conclui-se então que calcular a energia anual com irradiação variável ou média obtém-se uma diferença insignificante.

No entanto, este método de cálculo é impreciso, porque não tem em consideração vários fatores, como inclinação dos painéis, variação diária e horária da irradiação, perdas óhmicas, entre outros... Devido a esta razão, o cálculo da energia anual produzida pelo sistema FV em questão foi realizado por simulação computacional como já referido.

Na Tabela abaixo estão representados os resultados da simulação FV em μG para os quatro cenários do caso-estudo, utilizando o *software* PVsyst V5.56.

Tabela 3.2 – Resultados da simulação FV em μG .

Cenário	Geração (kWh/ano)
1)	5 491
2)	5 798
3)	6 980
4)	7 479

Nos Anexos RES- μ G podem ser encontrados os relatórios de simulação gerados pelo *software* para cada um dos cenários do caso-estudo.

Como se pode verificar, é no cenário 4) onde se obtém a maior produção de energia, tal como esperado, visto que neste cenário há maior incidência de radiação solar nos painéis FV, devido ao seguimento biaxial do sistema FV. É possível concluir também que toda a energia produzida encontra-se abaixo do limite imposto por Lei, que é de $E = 2,4 \frac{MWh}{ano} * 3,68 kWp = 8,832 \frac{MWh}{ano}$ e como tal a energia é vendida à rede na sua totalidade.

mG

No caso de se optar pelo regime de mG, a máxima potência a instalar será de 5,175 kWp. Novamente realizando o cálculo para determinar o número de painéis a instalar, obtém-se $N_{FV} = \frac{P_{max}}{P_{FV}} = \frac{5175}{240} = 21,563 \approx 21$ unidades. Para que seja possível dividir os painéis em 2 *strings*, devido à tensão máxima de *string*, tem de se reduzir ou aumentar uma unidade para que se obtenha a equipotencialidade, tal como no caso anterior. A semelhança desse caso, se se diminuir o número de painéis o inversor ficará sobredimensionado e a V_{Str} a 60°C fica próxima da V_{MPP_min} , tal como mostra na Figura.

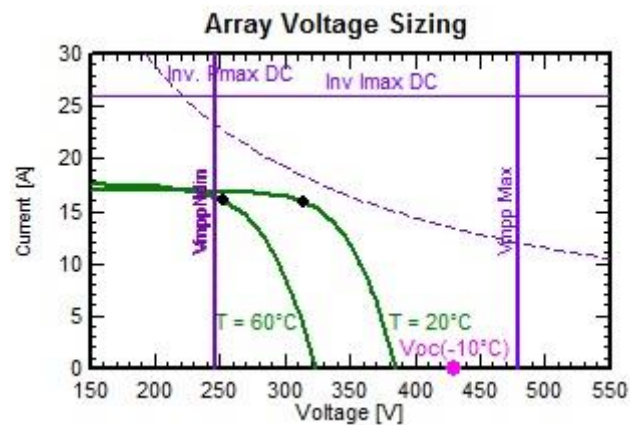


Fig. 3.12 — Dimensionamento da *string* com 10 painéis para o inversor escolhido.

De forma a rentabilizar o sistema aumenta-se o número de painéis para 11 por *string*, obtendo assim 22 painéis FV no total. Conforme já explicado anteriormente, esta configuração permitirá produzir mais energia para vender à rede, o que consequentemente aumenta a receita do proprietário do sistema. Na Figura seguinte é possível ver o dimensionamento da *string* para esta configuração.

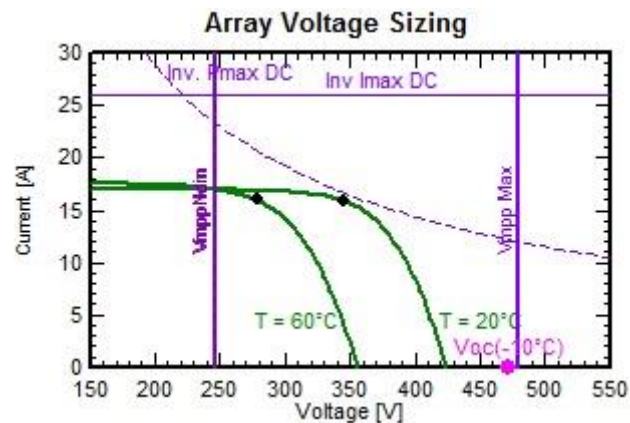


Fig. 3.13 — Dimensionamento da *string* com 11 painéis para o inversor escolhido. Neste caso o sistema adapta-se perfeitamente às condições do inversor.

Assim o sistema em mG fica dimensionado para 22 painéis FV distribuídos por 2 *strings* de 11 painéis cada interligadas a um inversor com MPPT.

Na Tabela abaixo estão representados os resultados da simulação FV em mG para os quatro cenários do caso-estudo, utilizando o *software* PVsyst V5.56.

Tabela 3.3 — Resultados da simulação FV em mG.

Cenário	Geração (kWh/ano)
1)	7 449
2)	7 926
3)	9 476
4)	10 156

Nos Anexos RES-mG podem ser encontrados os relatórios de simulação gerados pelo *software* para cada um dos cenários do caso-estudo.

Como se pode verificar, mais uma vez é no cenário 4) onde se obtém a maior produção de energia, tal como esperado, pelas mesmas razões que no caso da μ G. É possível concluir também que toda a energia produzida encontra-se abaixo do limite imposto por Lei, que é de $E = 2,6 \frac{MWh}{ano} * 5,178 kWp = 13,455 \frac{MWh}{ano}$ e como tal a energia é vendida à rede na sua totalidade.

É de notar que a produção no cenário 4) da μ G é ligeiramente superior à produção no cenário 1) da mG. Sendo que na μ G existe uma significativa menor potência instalada, daqui pode-se concluir que os sistemas de seguimento solar são mais eficientes que sistemas fixos.

3.2 - Estudo económico

Nesta secção será realizado o estudo de viabilidade económica para os casos de regime de μ G e mG dimensionados na secção anterior, de forma a obter a solução que melhor se adequa ao presente caso-estudo.

É de realçar que para este estudo foi desenvolvida uma aplicação em Microsoft Office Excel em que é possível especificar os dados necessários para o correto cálculo económico de uma forma precisa e não aproximada como é usual efetuar-se para estudos preliminares. Realizou-se então o estudo económico para ambos os regimes de produção nos 4 cenários descritos. Foi tida em conta a degradação dos painéis FV ao longo do tempo, considerando a garantia de produção dada pelo fabricante, a qual se estabelece em 90% depois de 10 anos e 80% depois dos 25 anos.

Para realizar estudos de viabilidade económica é necessário ter em conta os três indicadores económicos, o Valor Atual Líquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e o Período de Retorno de Investimento (PRI). Através da análise destes três indicadores é possível determinar se um projeto é ou não economicamente viável.

3.2.1 Dados económicos

Para uma maior aproximação deste estudo à realidade, foi realizada uma pequena pesquisa sobre os custos médios de um sistema FV e sobre as tarifas relativas aos regimes propostos de μ G e mG.

Relativamente aos custos sabe-se pelo fabricante que os painéis FV escolhidos para este projeto têm um valor aproximado de 0,50 €/Wp e que o inversor de μ G tem um valor aproximado de 1000 €. Realizados os cálculos a instalação destes dois elementos principais ficaria por cerca de 2920 € (i.e. $0,5\text{€/Wp} \times 240\text{Wp} \times 16\text{FV's} + 1000\text{€/inversor}$). No entanto para seguir os valores médios em Portugal, decidiu-se consultar os preços estipulados por algumas empresas e definiu-se como preço standard 7.801,60 €/3,68kWp instalado s/IVA para produtos europeus, ou seja, 9595,97 € c/IVA (23%) $\approx 9600 \text{ €} \rightarrow 2,5 \text{ €/Wp}$.

Dependendo do cenário de produção os custos de instalação variam devido à instalação de motores para realizar os movimentos necessários da “pala móvel”. Na tabela abaixo apresentam-se os valores usados para o presente estudo tendo como base o preço standard acrescentado ligeiramente e s/IVA. Na 1ª linha encontra-se o preço base que é correspondente ao cenário 1) de produção, nas restantes linhas apresentam-se apenas os valores adicionais representativos dos motores, os quais devem ser somados ao valor base.

Tabela 3.4 – Custos de instalação utilizados para os regimes de produção de renováveis em €.

		μ G (€)	mG (€)
Cenário	1)	8.200	11.531,25
	2)	+500	+500
	3)	+500	+500
	4)	+1000	+1000

O plano tarifário muda consoante o regime de produção onde o produtor está inserido. Os planos tarifários de μ G e mG, definidos pelo Art.11º do DL118-A/2010 e Art.11º do DL34/2011 [15] encontram-se na seguinte tabela:

Tabela 3.5 – Planos tarifários para os regimes de produção de renováveis em €/kWh.

Período (anos)	μG (€/kWh)	mG (€/kWh)
8	0,196	0,15
15	0,165	
>15	= tarifa de compra	

Para o cálculo da tarifa de compra foi considerado um aumento anual de 7% no preço da energia.

Foram definidos custos de manutenção anuais base de 25€/ano, sendo que a manutenção dos sistemas FV em condições normais requer apenas uma limpeza periódica ao longo de cada ano e uma verificação básica do sistema. Devido à instalação dos motores para os cenários que requerem movimento, ao custo base foi adicionado um valor representativo da manutenção do sistema mecânico. Novamente na 1ª linha encontra-se o preço base que é correspondente ao cenário 1) de produção, nas restantes linhas apresentam-se apenas os valores adicionais, os quais devem ser somados ao valor base.

Tabela 3.6 – Custos de manutenção anual em €/ano.

		O&M (€/ano)
Cenário	1)	25
	2)	+25
	3)	+25
	4)	+40

Não foi contemplado nenhum investimento ao longo do projeto nem um valor residual no fim do tempo de vida deste.

O projeto está previsto para um tempo de vida de 30 anos a uma taxa de atualização anual de 10%, valor recomendado por vários especialistas na área e por [10].

3.2.2 VAL

O VAL é definido como a soma dos fluxos monetários periódicos, ou *cash-flows*, ao longo de um projeto, atualizados temporalmente para o presente [10-11]. Os fluxos monetários podem ser saídas (e.g. custos fixos, investimentos) ou entradas (receitas) de dinheiro num determinado período temporal (e.g. mês, ano), que serão considerados como negativos ou positivos respetivamente e são definidos como a diferença entre as receitas e os custos num mesmo período temporal. Abaixo encontra-se a equação que representa o *cash-flow*.

$$CF = R - C \quad [€] \quad (3.4)$$

Para o cálculo do VAL terão então de ser considerados os investimentos (I), as receitas, os custos fixos e ainda o valor residual (VR) caso exista, este último é o valor comercial do projeto no final do seu tempo de vida (e.g. o valor de um carro que irá para abate). Todos estes valores têm de ser transportados para o presente, atualizando o seu valor a partir da seguinte equação:

$$X_0 = \frac{X_n}{(1+a)^n} \quad [€] \quad (3.5)$$

, em que X_n representa o valor futuro no período n que se pretende actualizar à taxa de actualização a .

Se se resolver a equação em ordem a X_n obtêm-se o valor futuro de um catual.

Então o VAL pode ser descrito matematicamente pela seguinte equação:

$$VAL = \sum_{k=0}^n -\frac{I_k}{(1+a)^k} + \sum_{k=0}^n \frac{CF_k}{(1+a)^k} + \frac{VR}{(1+a)^n} \quad [€] \quad (3.6)$$

Quando existem valores periódicos constantes, estes são denominados como rendas e podem ser capitalizados para um dado período, ou seja, todas as rendas resumem-se apenas a um valor. A capitalização de uma renda é dada pela equação seguinte:

$$C_n = R \frac{(1+a)^n - 1}{a} \quad [€] \quad (3.7)$$

Esta equação traduz que é igual receber uma renda durante n períodos, ou esperar esse mesmo tempo à taxa a para receber todo o valor de uma vez [10].

Um valor capitalizado pode ainda ser atualizado para o presente, o que se torna interessante aquando o cálculo do VAL, pois permite simplificar a eq.3.5 no que respeita a valores periódicos iguais como é o caso típico dos *cash-flow*.

$$C_0 = \frac{C_n}{(1+a)^n} = R \frac{(1+a)^{n-1}}{a(1+a)^n} \quad [€] \quad (3.8)$$

Então a eq.3.5 fica [10-12]:

$$VAL = -I + CF \left(\frac{(1+a)^{n-1}}{a(1+a)^n} \right) + \frac{VR}{(1+a)^n} \quad [€] \quad (3.9)$$

, considerando que os *cash-flow* são sempre iguais e que o investimento é feito unicamente no período inicial.

Um projeto é economicamente viável quando $VAL \geq 0$ €.

Os resultados deste estudo são apresentados na tabela seguinte.

Tabela 3.7 – Resultados do VAL em €.

		μG	mG
Cenário	1)	4979,13	4362,64
	2)	5087,72	4668,33
	3)	7887,75	8022,70
	4)	8470,05	8858,35

Como se pode verificar na **Tabela 3.7**, em todos os cenários, à exceção do cenário 4), obtém-se um VAL superior se se decidir optar pelo regime de μG . No cenário 4) a diferença é de 388,30 € em vantagem para o regime de mG.

3.2.3 TIR

A TIR é definida como a taxa que anula o VAL, ou seja, é a taxa à qual o projeto fica amortizado, $TIR = a \rightarrow VAL = 0$ €. Este indicador permite verificar se o projeto será remunerado a uma taxa adequada ao mercado financeiro.

$$0 = -I + CF \left(\frac{(1+a)^{n-1}}{a(1+a)^n} \right) + \frac{VR}{(1+a)^n} \quad [\%] \quad (3.10)$$

Na realidade o cálculo da TIR é bastante complexo, como se pode verificar pela eq.3.8, mas sendo TIR um zero da função VAL a qual é não linear, pode-se utilizar um método numérico iterativo para equações não lineares (e.g. método das bissecções sucessivas, Método de Newton, secante) de forma a determinar o valor de TIR [10,13-14].

Na aplicação desenvolvida o método numérico utilizado foi o das bissecções sucessivas, sendo um método de uso simples, o qual não é necessário recorrer à derivada da função como o Método de Newton e devido ao facto da rapidez do método ser insignificante para o caso. Apenas tem de se ajustar o intervalo da solução caso não haja convergência na 1ª iteração.

O método das bissecções sucessivas para encontrar um zero de uma função $f(x)$ genérica num intervalo $[a,b]$ é caracterizado pelo seguinte pseudo-algoritmo [13-14]:

1. Convergência:

se $f(a) \cdot f(b) < 0$

$\exists f(x) = 0 : x \in [a, b]$

senão

ajustar o intervalo $[a,b]$

2. Cálculo:

inicia o contador n

enquanto $\text{erro}(\varepsilon) \geq \text{erro estipulado} (\delta)$

$$x_n = \frac{a_n + b_n}{2}$$

$$\varepsilon_n = x_n - x_{n-1}$$

se $f(a_n) \cdot f(x_n) < 0$

$$f(b_{n+1}) = f(x_n)$$

senão

$$f(a_{n+1}) = f(x_n)$$

fim

Um projeto é economicamente viável quando $TIR \geq a$.

Os resultados deste estudo são apresentados na tabela seguinte.

Tabela 3.8 – Resultados da TIR em %.

		μG	mG
Cenário	1)	14,69	12,74
	2)	14,50	12,79
	3)	16,81	14,61
	4)	16,89	14,85

Como se pode verificar na **Tabela 3.8**, em todos os cenários obtém-se uma TIR significativamente superior se se decidir pelo regime de μG .

3.2.4 PRI

O PRI é definido como o tempo que tarda um investimento a ser amortizado, ou seja, a partir de quando o projeto começa a “dar lucro”.

Uma forma simples e rápida de calcular o PRI é através da seguinte equação:

$$PRI = \frac{I}{CF} \quad [\text{período temporal}] \quad (3.11)$$

No entanto para uma análise mais aprofundada este tipo de cálculo não tem a credibilidade necessária. Para tal realiza-se uma equivalência de todos os resultados periódicos (e.g CF's, outros investimentos, etc...), como se fossem uma renda; visto que pagar/receber uma renda ou pagar/receber um capital é igual do ponto de vista económico o que se faz é calcular o período n para o qual a renda equivale o capital de investimento inicial a uma dada taxa de atualização [10].

Tendo:

$$C = R \frac{(1+a)^n - 1}{a(1+a)^n} \quad [€] \quad (3.12)$$

, com:

$$R = (CF - OI + VR) \frac{a}{(1+a)^n - 1} \quad [€] \quad (3.13)$$

, da eq.3.10 vem que:

$$n = \frac{\log\left(\frac{R}{R-C \cdot a}\right)}{\log(1+a)} \quad [\text{período temporal}] \quad (3.14)$$

, com $C = I \wedge n = PRI$

Um projeto é economicamente viável quando $PRI \leq n$ desejável pelo dono do projecto, ou pelo menos, menor que o tempo de vida do projeto.

Os resultados deste estudo são apresentados na tabela seguinte.

Tabela 3.9 – Resultados do PRI em anos.

		μG	mG
Cenário	1)	9,28	12,10
	2)	9,50	11,95
	3)	7,17	8,76
	4)	7,10	8.45

Como se pode verificar na **Tabela 3.9**, em todos os cenários obtém-se um PRI significativamente inferior se se decidir pelo regime de μ G realçando que o cenário 4) retorna o investimento em menos tempo que o cenário 3). Apesar de um investimento superior no cenário 4) as receitas geradas pelos ganhos na geração e energia compensam o sobre investimento.

3.2.5 Síntese e conclusão dos resultados económicos

Nesta secção é feita uma síntese e comparação dos resultados económicos obtidos para cada cenário em diferentes regimes de produção. De seguida conclui-se o estudo económico apresentando a solução mais vantajosa a implementar.

Na seguinte tabela é apresentada a comparação dos indicadores económicos no cenário 1), sendo este o cenário mais típico entre os produtores a esta escala.

Tabela 3.10 – Comparação dos resultados dos indicadores económicos obtidos nos dois regimes de produção no Cenário 1).

		μ G	mG
Indicador	VAL (€)	4979,13	4362,64
	TIR (%)	14,69	12,74
	PRI (anos)	9,28	12,10

Como se pode verificar o regime de μ G apresenta mais vantagens económicas para o produtor que o regime de mG. O projeto é mais rentável e a uma taxa superior, amortiza-se em menos tempo e ainda há um custo de instalação e manutenção anual mais reduzido.

Na tabela abaixo é apresentada a comparação dos indicadores económicos no cenário 2).

Tabela 3.11 – Comparação dos resultados dos indicadores económicos obtidos nos dois regimes de produção no Cenário 2).

		μ G	mG
Indicador	VAL (€)	5087,72	4668,33
	TIR (%)	14,50	12,79
	PRI (anos)	9,50	11,95

Novamente o regime de μ G apresenta mais vantagens económicas para o produtor que o regime de mG, por superioridade em todos os seus indicadores económicos.

Na tabela abaixo é apresentada a comparação dos indicadores económicos no cenário 3).

Tabela 3.12 – Comparação dos resultados dos indicadores económicos obtidos nos dois regimes de produção no Cenário 3).

		μG	mG
Indicador	VAL (€)	7887,75	8022,70
	TIR (%)	16,81	14,61
	PRI (anos)	7,17	8,76

Como se pode verificar o valor de VAL no regime de mG é superior ao VAL em μG por uma quantia de 134,95 €, o que nestas magnitudes é pouco significativo e tendo em conta que a TIR em μG é superior em mais de 2% e o PRI é mais de 1,5 anos inferior, o regime de μG apresenta mais vantagens económicas para o produtor que o regime de mG.

Na tabela abaixo é apresentada a comparação dos indicadores económicos no cenário 4).

Tabela 3.13 – Comparação dos resultados dos indicadores económicos obtidos nos dois regimes de produção no Cenário 4).

		μG	mG
Indicador	VAL (€)	8470,05	8858,35
	TIR (%)	16,89	14,85
	PRI (anos)	7,10	8,45

Como se pode verificar o valor de VAL no regime de mG é superior ao VAL em μG por uma quantia de 388,30 €, no entanto a TIR em μG é superior em mais de 2% e o PRI é pouco mais de 1 ano inferior. O regime de μG apresenta mais vantagens económicas para o produtor que o regime de mG, no entanto está mais dependente do critério do produtor.

Visto que o regime de μG apresenta mais vantagens para o produtor, em geral, decidiu-se optar pelo regime de μG para o projeto a implementar com um custo médio aproximado de 2,27 €/Wp s/IVA \rightarrow 2,79 €/Wp c/IVA a 23%.

3.3 - Dimensionamento e projeto elétrico

Após decisão sobre o regime de geração a adotar para o presente caso-estudo, será realizado nesta secção o dimensionamento e projeto do sistema FV de um ponto de vista elétrico.

Recordando o sistema FV em questão, este é constituído por 16 painéis FV divididos em 2 *strings*, as quais são montadas em paralelo e por um inversor com capacidade máxima à saída de 3,68 kW.

Para realizar o dimensionamento é necessário ter em conta as características elétricas dos painéis FV, visto que são o gerador elétrico. As principais características dos painéis foram descritas na secção 1.1.2, no entanto são resumidas a seguir as principais características elétricas:

- $P - 240 \text{ Wp}$
- $I_{MPP} - 8,21 \text{ A}$
- $V_{MPP} - 29,24 \text{ V}$
- $I_{SC} - 8,58 \text{ A}$
- $V_{OC} - 37,80 \text{ V}$

Para efetuar o correto dimensionamento elétrico do sistema FV, será seguida a normativa internacional IEC 60364-7-712, a qual é vigente em Portugal (sendo *full member* da IEC, a qual se reflete através do Instituto Português da Qualidade (IPQ)). Esta normativa estabelece as condições para as canalizações e proteções dos sistemas FV. Para consulta da normativa e métodos de cálculo, foram consultados documentos da Certiel para instalações FV [16], excertos das RTIEBT [17] entre outros documentos [18-20].

3.3.1 Cabos

Segundo a normativa acima descrita os cabos dos sistemas FV do lado DC devem estar preparados para suportar sobreintensidades do gerador podendo transportar até 125% do valor de curto-circuito do gerador.

A corrente máxima que pode circular pelo sistema é dada pela diferença entre a corrente de curto-circuito do gerador ($I_{SC} \cdot N_{PP}$) e a corrente de curto-circuito de uma *string*. A equação que traduz esse valor é a seguinte:

$$I_{DCm\acute{a}x} = I_{SCFV} - I_{SC} \quad [A] \quad (3.15)$$

Realizando os cálculos para este caso-estudo, obtém-se:

$$I_{DCm\acute{a}x} = 8,58 \times 2 - 8,58 = 8,58 \text{ A}$$

, então a corrente máxima admissível nas canalizações terá de ser:

$$I_Z \geq 1,25 I_{DCm\acute{a}x} \quad [A] \quad (3.16)$$

, o que resulta em:

$$\text{Condição 1:} \quad I_Z \geq 1,25 \times 8,58 \approx 10,73 \text{ A}$$

Respeitar a Condição 1, significa que o cabo escolhido para instalar terá de ter uma secção tal que admita uma corrente máxima igual ou superior ao I_Z calculado acima.

Existem também condições de queda de tensão a cumprir nos diferentes troços da instalação segundo a normativa seguida, os quais se apresentam na tabela abaixo como Condição 2:

Tabela 3.14 – Condição 2: Queda de Tensão.

Troço	ΔV (%)	
	<i>String</i>	1
	DC principal	1
	AC	3 (1)

Apesar de no troço de corrente alternada (AC) a normativa prever uma ΔV de 3%, a Certiel [16] recomenda 1%, de forma a diminuir as perdas no cabo para saída à rede. Claro está que com esta otimização a secção do cabo será superior o que implica mais custo, no entanto o valor de energia que é lida pelo contador de geração também será superior pela diminuição das perdas ao longo do caminho. Esta otimização torna-se mais significativa quanto maior for a distância entre o inversor e o contador de geração.

A Condição 3 diz que a tensão suportada pelo cabo tem que ser 115% superior à V_{OC} do sistema FV, cuja equação é dada por::

$$V_Z \geq 1,15V_{OC} \cdot N_{PS} \quad [A] \quad (3.17)$$

, ou seja,

$$\text{Condição 3:} \quad V_Z \geq 1,15 \times 37,8 \times 8 = 347,76 \text{ V}$$

Dado que a distância entre os painéis FV e o inversor é relativamente curta (20m) os cabos de *string* serão diretamente ligados ao inversor, excluindo assim a necessidade do troço de cabo principal DC, realizando apenas o dimensionamento para o cabo de *string* e AC.

string

A secção do cabo de string é determinada pela seguinte equação:

$$S_{Str} = 2L \cdot \frac{I_{MPP}}{\Delta V \cdot V_{Str} \cdot k_{Cu}} \quad [mm^2] \quad (3.18)$$

, em que L é o comprimento, k é o coeficiente de condutividade elétrica do cabo (cobre (Cu) - 56; alumínio (Al) - 34 [$m/\Omega \cdot mm^2$]) e a Condição 2 já é automaticamente cumprida.

Realizando os cálculos, obtém-se $S_{Str}=2,51 \text{ mm}^2 \Rightarrow S_{Str}=4 \text{ mm}^2$, sendo esta a próxima secção mais próxima por excesso. Consultando o Quadro1, a Tabela 2c e a Tabela 5 de [17], selecciona-se então o cabo:

$$XV-F1x4mm^2$$

, para os cabos DC. A leitura deste cabo é a seguinte: X - isolamento em XLPE; V - bainha em PVC; -F - condutor de cobre flexível de classe 5; 1 condutor; x - s/ condutor verde/amarelo; 4 mm² de secção.

Sendo este cabo instalado em oco de construção, segundo a Tabela 2a [17] têm como método de referência “B” e sendo em XLPE, segundo a Tabela 5 [17] para condutores de 4mm² I_z=42A, cumprindo assim a Condição 1. A escolha de um cabo com isolamento em XLPE (polietileno reticulado), deve-se ao facto de os cabos estarem em contacto com o ar livre em algumas partes dos seus troços.

As perdas de Joule produzidas neste cabo são dadas pela seguinte equação:

$$P_{JSTR} = 2 \frac{N_{PP} \cdot L \cdot I_{MPP}^2}{S_{STR} \cdot k_{Cu}} [W] \quad (3.19)$$

Realizando os cálculos, obtém-se P_{JSTR}=24,07 W de perdas por efeito Joule. Multiplicando pelas 2 *strings* obtém-se 48,14 W de perdas no troço de *string*.

AC

A secção do cabo de AC monofásico é determinada pela seguinte equação:

$$S_{AC} = 2L \cdot \frac{I_{FV} \cdot \cos \varphi}{\Delta V \cdot U_n \cdot k_{Cu}} [mm^2] \quad (3.20)$$

, em I_{FV} é a corrente máxima à saída do inversor (3,68kW/230V=16A), cos(φ) é o fator de potência do inversor (f.p. 1), U_n é a tensão nominal da rede monofásica (230V) e novamente a Condição 2 já é automaticamente cumprida.

Realizando os cálculos, obtém-se S_{AC}=4,97 mm² ⇒ S_{AC}=6 mm², sendo esta a próxima secção mais próxima por excesso. Consultando novamente o Quadro1, a Tabela 2a e a Tabela 5 de [17], selecciona-se então o cabo:

$$XV-F2x6mm^2$$

, para o cabo AC de Fase + Neutro. A leitura deste cabo é a seguinte: X - isolamento em XLPE; V - bainha em PVC; -F - condutor de cobre flexível de classe 5; 1 condutor; x - s/ condutor verde/amarelo; 6 mm² de secção.

Sendo este cabo instalado em oco de construção, segundo a Tabela 2a [17] têm como método de referência “B” e sendo em XLPE, segundo a Tabela 5 [17] para condutores de 4mm² I_z=54A, cumprindo assim a Condição 1. A escolha de um cabo com isolamento em XLPE (polietileno reticulado), deve-se ao facto de os cabos estarem em contacto com o ar livre em algumas partes dos seus troços.

As perdas de Joule produzidas neste cabo são dadas pela seguinte equação:

$$P_{J_{AC}} = 2L \frac{I_{FV}^2 \cdot \cos \varphi}{S_{AC} \cdot k_{Cu}} \quad [W] \quad (3.21)$$

Realizando os cálculos, obtém-se $P_{J_{AC}}=30,48$ W de perdas por efeito Joule.

No total, as perdas por efeito de Joule nos diferentes troços do sistema são na ordem de $P_J=2P_{J_{Str}}+P_{J_{AC}}=2 \times 24,07+30,48=78,62$ W.

Na figura seguinte está representado o esquema de ligações e referência de cabos para o presente caso-estudo. O mesmo esquema está presente em formato de planta no Anexo FV-1.

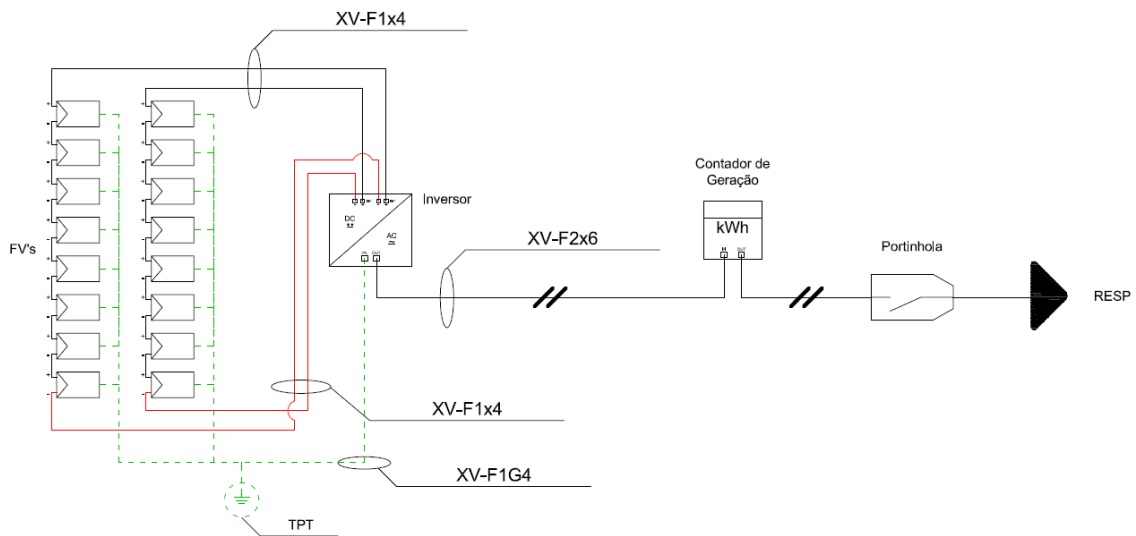


Fig. 3.14 – Planta do sistema FV.

3.3.2 Proteções

Sendo o número de *strings* menor que 4 o gerador produz uma corrente potencial de dano baixa, estando os cabos dimensionados para que as Condições sejam todas cumpridas e devido ao facto do inversor conter as proteções necessárias não existe a necessidade de instalar proteções adicionais. No entanto estas serão calculadas como um método de apresentação e cálculo para casos em que sejam necessárias.

Díodos by-pass

Os díodos são semicondutores de junção PN que permitem a passagem de corrente elétrica contínua apenas num sentido, bloqueando a corrente de sentido inverso.

Nas aplicações FV estes dispositivos são colocados como um *by-pass* aos terminais de cada painel FV, ou seja, em paralelo com o painel de forma a derivar as correntes inversas que possam surgir devido a sombreamentos, visto que neste caso o painel comporta-se como uma carga.

Na figura seguinte está representado um esquemático de um díodo de *by-pass*.

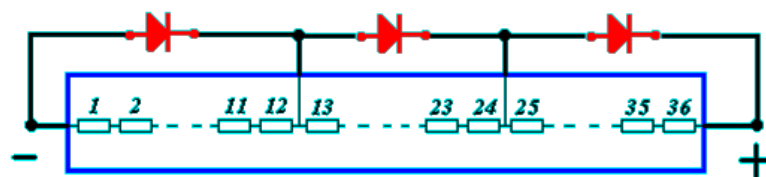


Fig. 3.15 — Diodos de *by-pass* num módulo FV com 36 células. Os diodos são divididos em 3 segmentos para melhor poderem isolar a área danificada. Como se pode verificar, os diodos apenas permitem a passagem de corrente direta (+/-) pelas células e derivam as correntes inversas pelo “caminho” de menor resistência de forma a não danificar as células.

Os painéis FV já têm integrados os diodos *by-pass* nas suas caixas de conexão próprias, na parte posterior do painel.

Diodos de bloqueio

Nas aplicações FV os diodos de bloqueio são colocados no terminal positivo das *strings* de forma a bloquearem as correntes inversas que eventualmente possam circular.

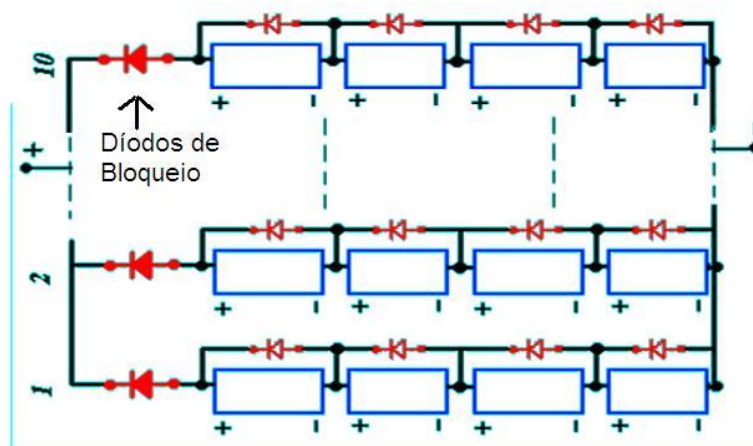


Fig. 3.16 — Diodos de bloqueio num sistema FV. Como se pode verificar, os diodos bloqueiam as correntes inversas de forma a não danificar as células.

Os diodos de bloqueio devem ser dimensionados para suportar 125% da corrente máxima do gerador, ou seja, 10,73 A.

No entanto, o inversor selecionado já tem um dispositivo denominado *DC reverse polarity protection* que é exatamente esta proteção.

Fusíveis DC

Os fusíveis (FS) são dispositivos corta-circuitos que atuam por fusão do seu filamento de condução, quando uma corrente com um valor superior ao permitido o atravessa. Estes dispositivos têm um poder de corte elevado e para aplicações FV tem de ser específicos para corte em tensão contínua.

Nas aplicações FV estes dispositivos são colocados em todos os polos à saída das *strings*, como elementos protetores contra as sobreintensidades de forma a proteger os elementos do sistema e os próprios painéis das sobreintensidades inversas que possam surgir de curto-circuitos ou isolamentos danificados.

Deve-se então dimensionar um fusível que seja adequado para a instalação de forma a evitar danos nesta. O problema está em que a I_{sc} (8,58 A) é demasiado próxima da I_{MPP} (8,21 A) e um dimensionamento ajustado do fusível pode causar cortes intempestivos. De forma a que isto não aconteça o dispositivo deve ser dimensionado para que a sua corrente de não funcionamento (I_{nf}) seja maior ou igual à corrente máxima do gerador, $I_{nf} \leq I_{DCmax} \leq 8,58$ A.

Consultando uma tabela de correntes estipuladas, seleciona-se o fusível com as seguintes características:

- $I_n = 6$ A;
- $I_{nf} = 9$ A;
- $I_2 = 11$ A.

, em que I_n é a corrente nominal e I_2 é a corrente de fusão.

Sabendo a corrente adequada para este sistema, seleciona-se nos fabricantes de fusíveis os que tenham a corrente determinada, corte em tensão DC (normalmente até 1000V DC para domésticos), porta-fusíveis com o número de polos suficiente para que se possa cortar sempre os condutores positivos e negativos da instalação FV e tamanho adequado do fusível e do porta-fusíveis correspondente.

Um exemplo para o presente caso-estudo será um fusível de 6 A, 1000V DC e 10x38 mm, com um porta-fusíveis de 2 polos. Os dados técnicos e curva de funcionamento de fusível podem ser encontrados no Anexo 11 pág. 12-13 e 11, respetivamente a fusíveis e porta-fusíveis.

No entanto, o cabo ao estar sobredimensionado com $I_Z \geq 1,25I_{max DC}$ a utilização de fusíveis é dispensável.

Interruptor geral DC

Os interruptores (int. DC) são dispositivos de comutação (abertura/fecho) de circuito sem poder de corte. No entanto, a falta de poder de corte não invalida a abertura de um circuito em carga, desde que o interruptor seja dimensionado de modo a que a sua corrente e tensão de abertura sejam superiores à do circuito. Para aplicações FV tem de ser específicos para abrir em tensão DC.

Nas aplicações FV estes dispositivos são colocados mesmo antes dos inversores de rede como elementos de interrupção geral do circuito DC, geralmente para manobras de manutenção.

Deve-se então dimensionar um interruptor geral que seja adequado de forma a permitir a manobra da instalação em segurança. Sendo a corrente máxima DC deste sistema 8,58 A e a tensão máxima 302,4 V, seleciona-se um interruptor que suporte estes níveis de carga e com o número de polos necessários para poder abrir os condutores positivos e negativos da instalação.

Um exemplo para o presente caso-estudo será um interruptor DC que pode abrir circuitos em carga até 32 A e 1000V DC contendo 4 polos em serie.

No entanto, o inversor selecionado já tem um dispositivo denominado *ESS switch-disconnector* que é o interruptor DC com um poder de corte de 35 A e 800 V.

Descarregador de sobretensões (varistor)

Os descarregadores de sobretensões (VDR), ou no seu modelo mais simples varistor, são dispositivos que atuam perante uma sobretensão, gerada e.g. por uma descarga indireta, diminuindo a sua resistência interna de forma a derivarem a sobretensão à terra para proteger os equipamentos do circuito dos seus efeitos destrutivos.

Nas aplicações FV com menos de 30m entre os painéis e o inversor, estes dispositivos são colocados próximos dos painéis, entre os condutores positivos, negativos e a terra, ligando a sua saída ao terminal principal de terra (TPT).

Os descarregadores de sobretensões apenas conseguem derivar uma grande parte da sobretensão, não sendo capazes de a eliminar totalmente do circuito, restando uma quantidade que deve ser suportada pelos equipamentos a proteger na instalação. Devido a este facto, os equipamentos tem um grau de proteção contra sobretensões o qual se define por nível de proteção de sobretensão (U_p) e são atribuídos quatro categorias nas quais se indica o nível de U_p como um valor de proteção. Na tabela abaixo são apresentados os níveis de proteção para as 4 categorias.

Tabela 3.15 – Categoria de sobretensão [20].

Categoria	U_p (kV)
I	1,5
II	2,5
III	4
IV	6

O nível de proteção do descarregador de sobretensões deve ser igual ou inferior ao nível da categoria em que o equipamento a proteger se encontra. O inversor a utilizar tem Categoria III de sobretensões, o que segundo a tabela acima, tem um nível de proteção de até 4kV.

Um dispositivo a instalar para o presente caso-estudo será um descarregador de sobretensões de $U_p \leq 4$ kV, 1000V DC e corrente nominal de descarga (I_{mp}) superior a 10 kA, a qual é um valor mínimo para cabos não blindados, segundo a norma vigente neste projeto.

O descarregador de sobretensões, caso não esteja já equipado, deve possuir uma proteção adicional para si mesmo, visto que o varistor por si só não garante a total segurança da instalação, para casos em que a sobretensão se mantém por muito tempo ou é demasiado elevada mesmo para o varistor, incorrendo em risco de incêndio. Existem soluções de fabricantes em que incorporam uma proteção por fusível e um extintor de arco para que quando seja necessário o fusível isolar o circuito sem haver risco de incêndio por parte do arco elétrico formado na comutação de varistor para fusível.

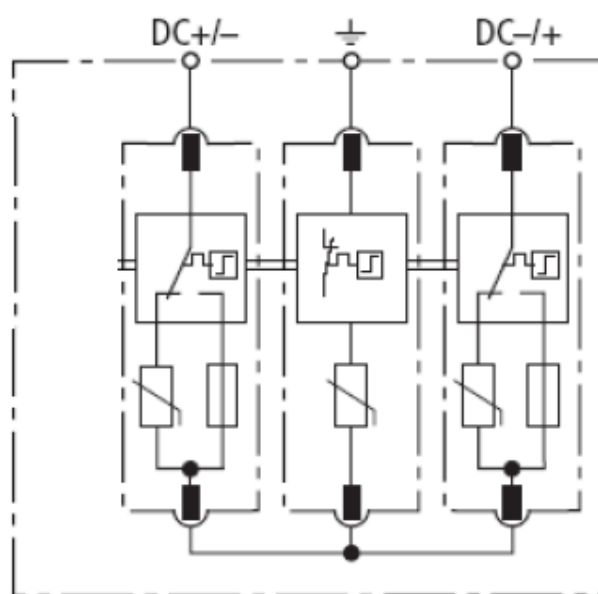


Fig. 3.17 Descarregador de sobretensões modular [20]. Como se pode verificar, o descarregador conjuga, um varistor, um fusível e um extintor de arcos para proteção própria do dispositivo.

O descarregador de sobretensões deve ser instalado no sistema FV.

Disjuntor diferencial residual

Os disjuntores diferenciais residuais (DDR) são dispositivos que conjugam proteção de circuito contra sobreintensidades, realizado por um disjuntor magneto-térmico que abre quando uma corrente com um valor superior ao permitido o atravessa; e proteção de pessoas e animais contra contactos diretos e indiretos com partes ativas, realizado por um diferencial residual, que abre o circuito quando a soma algébrica das correntes monitorizadas é superior à corrente diferencial permitida, e.g. para um circuito monofásico $I_{\Delta} \leq \vec{I}_F + \vec{I}_N$, em que a corrente diferencial é a soma da corrente de fase e da corrente de neutro, sendo esta ultima de sinal negativo. O diferencial deixa de ser nulo quando a corrente de retorno deixa de ser igual à da fase, devido à fuga de corrente, normalmente à terra, a qual pode tomar caminho

através de uma pessoa ou animal que toque diretamente numa parte ativa ou numa massa com defeito, fechando assim um circuito de menor impedância.

Nas aplicações FV estes dispositivos são colocados à saída do inversor no lado AC, como elementos de proteção pessoal contra fugas à terra e proteção de equipamentos contra curto-circuitos, contendo elevado poder de corte.

Deve-se então dimensionar um disjuntor diferencial residual que seja adequado para a instalação. O dispositivo deve ser dimensionado para que a sua sensibilidade, a qual é determinada pela corrente residual, possa proteger devidamente as pessoas e animais, para que a sua corrente nominal de corte seja superior à máxima corrente do circuito em AC, $I_{AC} = \frac{P_{AC}}{U_n} = \frac{3680}{230} = 16 A$ e para que a seu poder de corte seja superior ao indicado pela empresa distribuidora de energia, segundo [16] 3 kA é suficiente para sistemas FV em µG.

Um exemplo para o presente caso-estudo será um disjuntor diferencial residual de sensibilidade 30 mA, corrente nominal de 20 A e com poder de corte de 6 kA.

No entanto, o inversor selecionado tem um dispositivo denominado *Ground fault monitoring* e *AC short circuit protection* que são a proteção diferencial e o disjuntor AC.

Na figura abaixo está representado o esquema unifilar do sistema FV com todos os equipamentos e proteções. O mesmo esquema está presente em formato de planta no Anexo FV-2.

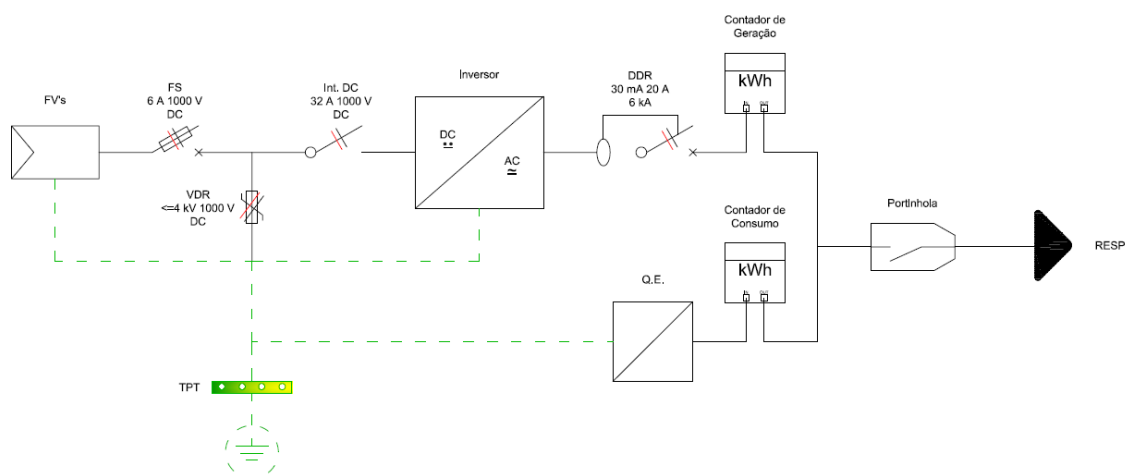


Fig. 3.18 Esquema de ligações unifilar com todas as proteções necessárias, equipotencialidade de terras e ligação à rede.

3.3.3 Ligações

Terra

Nos sistemas FV, todos os equipamentos metálicos, do lado DC devem ser ligados ao mesmo ponto de Terra do quadro de entrada (Q.E.), ou seja, no Terminal Principal de Terra

(TPT), de forma a garantir a equipotencialidade de Terra em toda a instalação elétrica e FV da habitação. O Condutor deve ter uma secção $S \geq 4 \text{ mm}^2$. [16, 18-20].

No lado AC da instalação, não deve ser ligado o condutor de Terra, visto que a rede de distribuição funciona com regime de Neutro TN, ou seja, neutro à terra e massas ao neutro.

Rede

Para instalações novas como é o caso do presente estudo, à saída do inversor no lado AC, os condutores devem passar por um contador de geração e seguidamente dirigir-se à portinhola da instalação, a qual é compartilhada pela instalação elétrica para consumo e da portinhola à rede pública (RESP).

Para mais configurações para outras instalações, consultar os Anexos de [16].

Na Fig. 3.18 da página anterior e também no Anexo FV-2, pode ser consultado o modo de ligação de Terras e à rede elétrica publica.

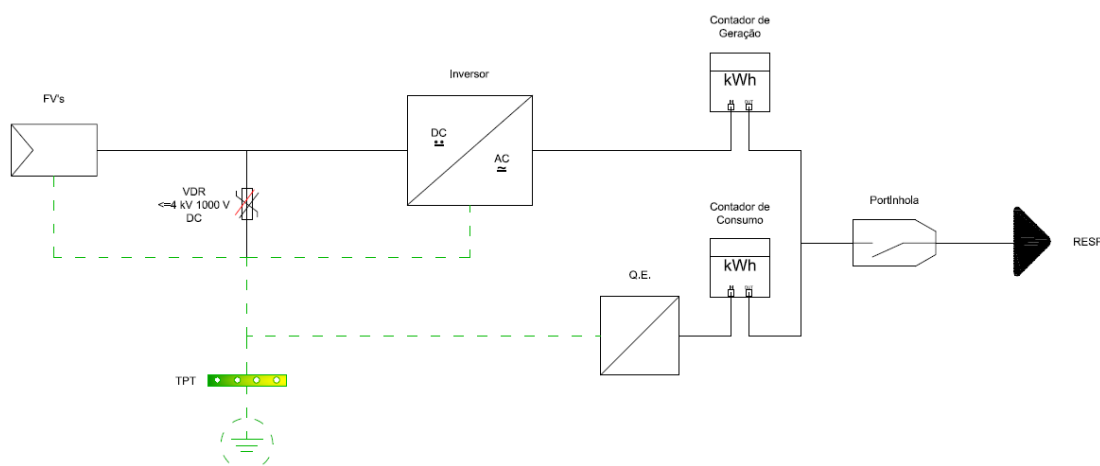


Fig. 3.19 Esquema unifilar final do sistema de geração FV para o presente caso-estudo.

3.4 - Análise ambiental

A energia solar FV é uma forma de energia “limpa”, devido ao facto que durante a geração de energia elétrica a partir da solar, não são libertados Gases de Efeito de Estufa (GEE) para a atmosfera.

Os GEE são substâncias gasosas presentes na atmosfera terrestre, que tem um efeito de aprisionamento das radiações infravermelhas que são libertadas pelos seres vivos e outros elementos da superfície terrestre, em forma de calor, impedindo assim que a temperatura na superfície diminua de tal forma a que seria impossível viver no ecossistema Terra da forma que se vive atualmente. O efeito dos GEE na atmosfera é denominado por “efeito de estufa”, devido à semelhança do que acontece numa estufa agrícola ou botânica, mas o efeito de estufa provocado pelos GEE é um efeito natural e que sem o qual as temperaturas na

superfície terrestre seriam em média 33°C mais baixas [21]. Existem 7 substâncias que provocam o efeito de estufa, entre elas, o dióxido de carbono (CO₂) o qual se liberta durante a combustão de combustíveis fósseis, sendo esta prática responsável por cerca de 75% do CO₂ presente na atmosfera. Claro está que quanto maior for a quantidade de GEE's na atmosfera, mais dificilmente as radiações infravermelhas podem escapar para o espaço, acumulando mais e mais calor na superfície terrestre, o que se torna prejudicial quando a emissão de calor é muito superior à extração do mesmo. Sendo assim, tem de se controlar a emissão de gases de forma a manter o equilíbrio natural.

Devido ao rápido aumento do consumo de energia elétrica, principalmente em países em desenvolvimento, o número de grandes centrais elétricas também está a disparar e sendo a geração de energia elétrica maioritariamente realizada por queima de carvão, petróleo e outros combustíveis fósseis que libertam grandes quantidades de calor e CO₂, as emissões deste gás para a atmosfera tem sido excessivas desde o séc. passado, o que tem aumentado bastante o efeito de estufa.

Surge então um dos grandes papéis das energias renováveis, as quais produzem energia elétrica a partir de fontes renováveis e não poluentes, como o Sol para este caso-estudo. O tema de impacto ambiental das energias renováveis em comparação às formas convencionais é a grande vantagem para o uso desta alternativa, visto que as centrais renováveis não libertam CO₂ para a atmosfera durante a produção de energia. No entanto, devido às centrais renováveis produzirem um volume de energia menor que as convencionais quando equiparando dimensões necessárias e pelo facto de as renováveis serem intermitentes e ainda incontrolláveis, o que inviabiliza o uso dessa energia, surge a necessidade de provar que realmente as renováveis tem um menor impacto ambiental, visto que estas consomem recursos durante o seu processo fabril.

Neste caso-estudo vai-se analisar o impacto do sistema FV a implementar, o qual é determinado por 3 indicadores, o Período de Retorno Energético (*Payback* Energético) (PRE), o Fator de Retorno Energético (FRE) e a Potencial Redução de Emissões de CO₂ (GEE) para a atmosfera.

Para realizar a análise dos indicadores referidos, foram desenvolvidas aplicações em Microsoft Office Excel.

3.4.1 PRE

O período de retorno energético define-se como o período temporal em que um sistema FV gera a quantidade equivalente de energia que foi necessária para a sua fabricação, por outras palavras, é definido como o rácio entre a energia consumida no seu processo de fabricação e a energia gerada durante um ano. A equação que define esta relação é dada por [22]:

$$PRE = \frac{E_F}{E_G} \quad [\text{período temporal}] \quad (3.22)$$

, em que E_F é a energia necessária para fabricar o sistema FV e E_G é a energia gerada pelo sistema FV durante um ano.

Neste caso-estudo apenas vai ser feita uma análise superficial do problema, usando para isso um valor de energia de fabricação dos módulos mais ou menos global, caso contrário seria necessário verificar detalhadamente a energia de fabricação para cada um dos componentes do sistema FV. Existem alguns estudos sobre este tipo de análise, embora já um pouco obsoletos quanto ao valor da energia necessária para fabricar um painel FV atual, [23-25]. Os autores fazem uma estimativa para a energia necessária para fabricar painéis no ano de 2010, valores esses que foram seguidos neste caso-estudo.

Segundo [23], o qual apresenta unidades de energia por área e converteu-se para energia por potência referente aos painéis a utilizar neste caso-estudo, para o ano de 2010 a estimativa de energia necessária para fabricar módulos FV de tecnologia em silício poli-cristalino é de:

- 420 kWh/m² → 2817,5 kWh/kWp.

No entanto, um relatório mais atual da IEA [26], cita que a energia necessária para produzir um módulo FV poli-cristalino é de:

- 2525 kWh/kWp;

, valor que foi publicado por [27] e que será utilizado como referencia para cálculo neste caso-estudo, devido aos resultados publicados por [26] permitirem uma comparação muito aproximada. Todavia, o fabricante dos painéis FV em estudo divulgou que atualmente a energia necessária para produzir um módulo FV de 240 Wp é de 2660 kWh/kWp, tornando o valor estimado por [27] um pouco otimista, no entanto comparado com o valor estimado pelo mesmo investigador mas publicado por [23], verifica-se que houve alguma melhoria na eficiência do processo fabril relativamente ao estimado.

Desenvolvendo a eq.3.22 para obter uma equação mais elucidativa obtêm-se:

$$PRE = \frac{E_F \cdot P_{inst}}{E_G} \quad [\text{período temporal}] \quad (3.23)$$

, sendo E_F a energia necessária para produzir um kWp da tecnologia usada (poli-cristalina → 2525 kWh/kWp), P_{inst} é a potência instalada de módulos FV (→3.84 kWp) e E_G é a energia anual produzida pelo sistema FV (considerando a energia produzida no 1º ano no Cenário 1) →

5491 kWh/ano). Realizando os cálculos obtêm-se então um $PRE \approx 1,79$ anos, ou seja, 1 ano e 9 meses.

Segundo as estimativas apresentadas por [23-25] são que para o ano de 2010, num local com 1700 kWh/m²/ano (1679 kWh/m²/ano no Porto) e com painéis FV com um rendimento de 14% (15,10% para os painéis em estudo) o $PRE \in [1,7 ; 3]$ anos para tecnologia poli-cristalina. Tomando como referência o relatório da IEA [26], o qual reporta resultados dos indicadores ambientais em estudo para várias cidades, o relatório refere que para a cidade de Lisboa, única cidade Portuguesa em estudo, com uma radiação de 1682 kWh/m²/ano, o PRE é de 1,8 anos, ou seja, 1 ano e 10 meses. A ligeira diferença com resultado melhor para a cidade do Porto deve-se ao facto que a tecnologia FV hoje em dia tem rendimentos superiores à tecnologia da data da publicação, porque em condições iguais, seria esperado que a cidade de Lisboa tivesse um resultado melhor.

Conclui-se então que o valor obtido para o PRE no presente caso-estudo está contido nos intervalos previstos pelos autores dos estudos referidos.

No entanto este indicador não representa toda a potencialidade do sistema, ao não ter em conta a energia produzida ao longo do tempo de vida do painel FV. Por isso, calcula-se o indicador de Fator de Retorno Energético, visto que esse tem em conta a energia produzida por um painel ao longo do seu tempo de vida, tornando-se assim num indicador mais fiável.

3.4.2 FRE

O FRE define a relação de energia gerada pelo sistema FV por unidade de energia de fabricação, ou seja, por cada kWh de energia necessária para fabricar o sistema FV, este vai gerar “x” kWh. Esta relação traduz-se na seguinte equação matemática:

$$FRE = \frac{E_G}{E_F} \quad (3.24)$$

, E_G neste caso é a energia produzida pelo sistema FV em todo o seu tempo de vida ($\rightarrow 152,87$ MWh).

Tal como no cálculo dos indicadores económicos, teve-se em conta a garantia de produção dada pelo fabricante, a qual se estabelece em 90% depois de 10 anos e 80% depois dos 25 anos.

Realizando os cálculos obtêm-se então um $FRE \approx 14,37$. O que este valor significa é que o sistema FV irá produzir 14,37 vezes mais energia do que aquela que foi consumida durante o seu processo de fabrico.

Tendo em conta novamente o relatório da IEA [26], o qual divulga que para a cidade de Lisboa o $FRE=15,50$. Caso se considera-se que os painéis FV produziam a 100% durante todo o seu tempo de vida, o resultado obtido seria $FRE=15,77$. Conclui-se que o valor obtido está próximo da referência.

3.4.3 Redução de emissões de CO₂

Sendo a tecnologia FV uma fonte de energia não poluente, é possível avaliar as emissões de CO₂ que são evitadas pelo uso destas tecnologias de geração em vez das centrais convencionais.

O cálculo é realizado tendo em conta o mix energético do país onde é instalado o sistema. O mix energético é a referência que indica a participação, sobre a forma de percentagem, de cada tipo de central na geração de energia elétrica. Para Portugal o mix energético é reportado anualmente pela REN sobre o documento “Dados Técnicos”, o qual se encontra representado no gráfico abaixo, referente ao ano de 2012 [28].

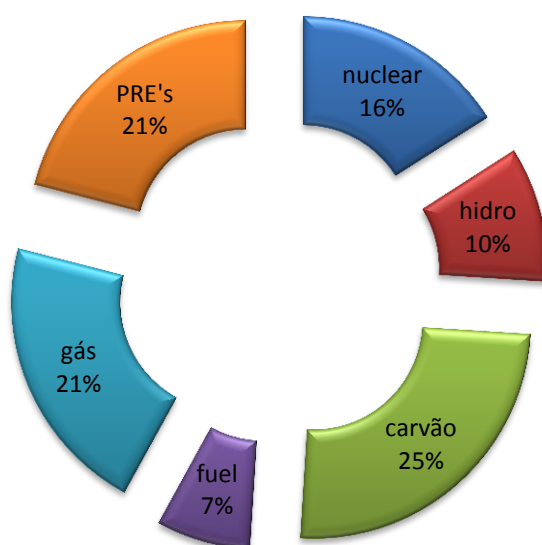


Gráfico 3.2 – Mix energético de Portugal no ano 2012.

Na tabela abaixo são apresentadas as emissões de CO₂ por cada tipo de fonte primária quando produzem 1 MWh.

Tabela 3.16 – Dados climáticos da região do Porto necessários para o estudo [26].

Fonte primária	Emissões (tCO2/MWh)
nuclear	0
hidro	0
carvão	0,999
fuel	0,942
gás	0,439
PRE's	0

As perdas nas redes de distribuição e transporte (T&Drede) tal como as perdas entre a saída do gerador (no inversor) e o POI (ponto de interconexão com a rede) (T&DFV) também

devem ser consideradas para uma análise mais exata. Para Portugal as perdas na rede de distribuição e transporte rondam os 6% e neste caso-estudo as perdas entre o inversor e o POI são desprezáveis devido à curta distância entre estes pontos.

Para determinar a emissão de GEE's para a atmosfera recorre-se à seguinte equação:

$$GEE = E_G \cdot E_m \cdot (1 + T\&D_{rede}) \cdot (1 - T\&D_{FV}) \quad [tCO_2] \quad (3.25)$$

, em que E_G é a energia produzida pelo sistema FV em todo o seu tempo de vida ($\rightarrow 152,87$ MWh) e E_m é a soma dos produtos das emissões de CO₂ de cada tipo de fonte presente na **Tabela 3.13** pela correspondente participação no mix energético presente no **Gráfico 3.2**, $E_m = \sum_{i=1}^k emissão_i \cdot mix_i$.

Novamente teve-se em conta a garantia de produção dada pelo fabricante, a qual se estabelece em 90% depois de 10 anos e 80% depois dos 25 anos.

Realizando os cálculos obtêm-se $GEE \approx 60,24$ tCO₂, ou seja, ao implementar este sistema FV, será evitada a emissão de 60,24 toneladas de CO₂ na atmosfera, quantidades que seriam emitidas pelas centrais convencionais para gerar a mesma quantidade de energia que o sistema FV gera em todo o seu tempo de vida.

Deste valor obtido resulta que o sistema FV a implementar tem um potencial de redução de CO₂ de 15,69 tCO₂/kWp, sendo que o valor de referência em [26] é de 20,50 tCO₂/kWp.

Caso se considera-se que os painéis FV produziam a 100% durante todo o seu tempo de vida, o resultado obtido seria $GEE = 17,21$ tCO₂/kWp. As diferenças entre os resultados obtidos e a referência devem-se não só há distinta localização geográfica mas principalmente há variação no *mix* energético entre os anos de 2006 e 2012, em que a produção em regime especial (PRE's) (energias alternativas) aumentou de 18% para 21% e a geração por carvão diminui 3% de 28% para 25%.

Conclui-se assim que a análise de emissões de CO₂ potencialmente evitadas, para o mesmo sistema gerador, varia consoante o *mix* energético do ano e país em estudo.

3.5 - Apoio à decisão no dimensionamento

De forma a tornar mais fácil e rápida a decisão da quantidade de painéis FV a instalar num projeto futuro, desenvolveu-se um modelo de otimização matemática em Microsoft Office Excel. O modelo tem como objetivo maximizar o VAL da instalação, para determinar o número de painéis a instalar, respeitando as restrições impostas como a área de ocupação dos painéis, a potência máxima a instalar e a energia anual que o sistema pode produzir e vender à rede.

O modelo permite ainda saber de forma rápida e aproximada alguns dados importantes da instalação, como o VAL, a área de ocupação dos painéis, a potência a instalar e a energia

anual que o sistema irá produzir, assim é possível dar uma resposta rápida e eficaz a um novo projeto.

3.5.1 Modelo

A função objetivo (f.o.) é o VAL, porque é uma função de custo que depende diretamente das quantidades, ou seja, do número de painéis FV a instalar, enquanto os outros indicadores não.

Veja-se o caso do PRI simples:

partindo da eq.3.11

$$PRI = \frac{N_{FV} \cdot I}{N_{FV} \cdot CF} = \frac{I}{CF}$$

, ou seja, não depende do número de painéis pois é um rácio entre o investimento e o *cash-flow*.

A TIR por sua vez também dependerá do rácio PRI apresentado acima, veja-se:

partindo da eq.3.10 vem com VR=0 € para simplificar

$$0 = -N_{FV} \cdot I + N_{FV} \cdot CF \left(\frac{(1+a)^n - 1}{a(1+a)^n} \right)$$

$$\Leftrightarrow N_{FV} \cdot I = N_{FV} \cdot CF \left(\frac{(1+a)^n - 1}{a(1+a)^n} \right)$$

$$\Leftrightarrow \frac{N_{FV} \cdot I}{N_{FV} \cdot CF} = \left(\frac{(1+a)^n - 1}{a(1+a)^n} \right)$$

$$\Leftrightarrow \frac{I}{CF} = \left(\frac{(1+a)^n - 1}{a(1+a)^n} \right)$$

O modelo de otimização matemática terá a seguinte formulação:

$$\text{máx} \quad VAL(N_{FV}) = N_{FV} \left[-I + CF \left(\frac{(1+a)^n - 1}{a(1+a)^n} \right) \right] [\text{€}]$$

suj. a:

$$0 \leq N_{FV} \cdot A \leq A_{\text{máx}} \quad \text{área ocupada (m}^2\text{)}$$

$$0 \leq N_{FV} \cdot P \leq 110\%P_{\text{máx}} \quad \text{potência (kWp)}$$

$$0 \leq N_{FV} \cdot E \leq E_{\text{máx}} \quad \text{energia gerada (kWh/ano)}$$

$$VAL, N_{FV} \geq 0$$

Os coeficientes I, CF, A, P e E são dados por unidade, e.g. I é o custo de investimento por cada painel, P é a potência de cada painel etc... Nas restrições os valores da direita ($\text{coef}_{\text{máx}}$) são os valores máximos permitidos para cada coeficiente. A potência máxima sobredimensiona-se em 110% tal como aconselhado por [9] e como efetuado no dimensionamento técnico deste caso-estudo, devido ao facto de os painéis FV dificilmente atingir a saturação, podendo assim produzir mais energia. A restrição de o VAL ter de ser maior ou igual a zero implica que o projeto seja sempre economicamente viável, pelo menos quanto ao VAL. O número de FV's nunca pode ser negativo, porque se pretende adquirir painéis e não o contrário.

Como se pode verificar acima, a função objetivo é não linear, não obstante das restrições lineares, o método de otimização tem de ser não linear.

Um exemplo aplicado ao presente caso-estudo de μG vai ser apresentado. Os dados são os seguintes:

- tempo de vida útil (n) – 30 anos;
- taxa de atualização (a) – 10%;
- custo de manutenção (O&M) – 1 €/FV/ano;
- custo por painel (I) – 512,50 €;
- receita de venda (R) – 0.196 €/kWh;
- potência por painel (P) – 240 Wp;
- capacidade permitida ($P_{\text{máx}}$) – 3,68 kWp;
- geração por painel (E) – 340,88 kWh/ano;
- energia permitida ($E_{\text{máx}}$) – 8832 kWh/ano;
- área por painel – 1,64 m²;
- área disponível – 70 m².

Aplicando uma otimização do tipo GRG não linear (ou Evolucionária) na ferramenta *Solver* do Excel®, chegou-se aos seguintes resultados:

Tabela 3.17 – Resultados obtidos na otimização de n° de painéis a instalar.

Valor	Resultado
VAL	3765,63 €
N_{FV}	16,866...7 \approx 16 FV's
A	26,24 m ²
P	3,84 kWp
E	6452,96 kWh/ano

Pela tabela acima, verifica-se que o número ótimo de painéis FV a instalar neste caso é de 16,866...7 o que arredondando por defeito para o inteiro mais próximo dá 16 painéis FV, a mesma quantidade para a qual o sistema foi dimensionado.

O VAL previsto difere do homólogo determinado no estudo económico, que é de 4979,13 € para o Cenário 1). Isto deve-se ao facto que no estudo económico o VAL foi determinado de uma forma precisa tendo em conta outros dados deste projeto, e.g. variação na receita.

Os valores apresentados na tabela para área ocupada, potência a instalar e energia gerada para este sistema são referentes a 16 painéis. O processo de otimização encontrou o seu máximo quando atingiu o valor máximo de potência a instalar $110\% \times 3,68 \text{ kWp} = 4,048$, ou seja, atingiu o limite direito da restrição de potência. Como se pode verificar a energia que é prevista o sistema produzir por ano, é superior à energia obtida por simulação no PVsyst, 5491 kWh/ano para o Cenário 1). Isto deve-se ao facto que a energia calculada no modelo de otimização segue a eq. 3.3, para uma análise mais refinada pode-se simular em PVsyst a energia gerada por um painel nas mesmas condições que na simulação do sistema, obtém-se assim no modelo de otimização uma energia gerada de 5454,08 kWh/ano com 16 painéis também.

3.6 - Síntese de projeto

De forma a facilitar a leitura dos resultados obtidos, faz-se nesta secção uma síntese do projeto de geração FV.

Relativamente aos resultados económicos, serão apenas apresentados os respetivos ao Cenário 1), visto que este é o cenário mais típico nas instalações FV's. Qualquer resultado de outro cenário pode ser consultado na secção “Síntese e conclusão dos resultados económicos” no subcapítulo “Estudo económico”.

Tabela 3.18 – Síntese de resultados obtidos no presente projeto.

Geral	Local	Porto
	Tipo	Micro-geração (µG)
	FV's	16 Martifer Solar 240Wp - 8x2 strings
	Inversor	1 SMA Sunny Boy SB 4000TL-20 3,68 kWp
	P _{instalada}	3,68 kWp
Económicos	VAL	4979,13 €
	TIR	14,69%
	PRI	9,28 anos

Ambientais	PRE	1,79 anos
	FRE	14,37
	GEE	60,24 tCO ₂ → 15,65 tCO ₂ /kWp

Capítulo 4 - Otimização Energética

Introdução

Neste capítulo, é realizado um estudo de otimização energética, de forma a reduzir os custos relacionados com o fornecimento de energia elétrica em edifícios com geração endógena, e.g. *powered buildings*, autossuficientes ou nZEB (*Nearly Zero Emissions Buildings*), e ainda diminuir a sua presença na rede elétrica.

A Diretiva 2010-31-EU da União Europeia define que para 2020 todos os novos edifícios (sejam de serviços ou residenciais) tem de ser “Edifícios de Balanço Energético (quase) Zero” ou “*Nearly Zero Emissions Buildings*” em inglês. O conceito nZEB aponta no sentido de alcançar um balanço energético neutro nos edifícios, tendo estes que gerar pelo menos a mesma quantidade de energia que consomem num ano. [1-4]

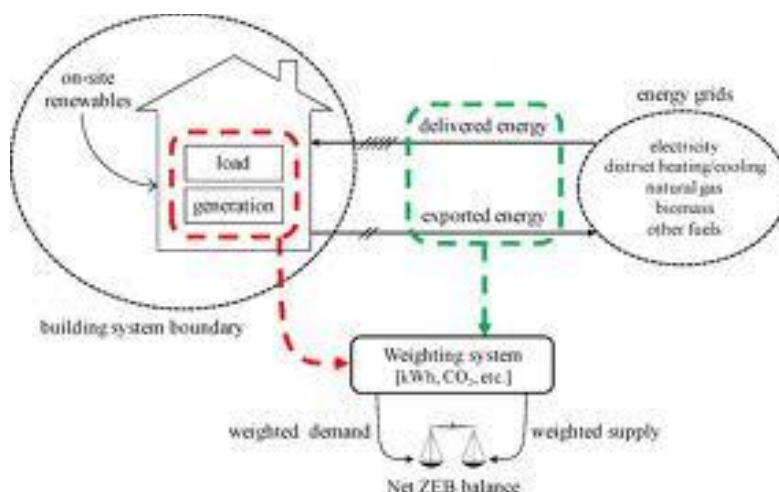


Fig. 4.1 – Conceito nZEB. Como se pode verificar na figura obtida em [2], entre outros, um nZEB tem de manter o equilíbrio entre energia consumida e gerada, seja energia elétrica, térmica, ou outra.

A definição de nZEB ainda está por concluir e os especialistas referidos tem centrado as suas investigações numa melhor definição. Em Portugal um exemplo de nZEB é o “Edifício Solar XXI” do LNEG, o qual participa em alguns dos estudos.

Contudo, até ao momento, os nZEB não necessitarão de balancear racionalmente a energia, isto é, não tem qualquer imposição de controlo sobre os consumos e geração. Assim surge este estudo, como uma abordagem também ao tema de controlo de fluxos energéticos num edifício, reduzindo o seu impacto na rede elétrica quer pela diminuição da sua presença como carga, quer como gerador distribuído.

A otimização energética desenvolvida assenta no controlo ótimo dos fluxos elétricos da habitação caso-estudo, tendo em conta o seu consumo, geração a partir de energia FV e

eólica (W) e um sistema de armazenamento elétrico (EES). A habitação tem ligação à rede elétrica pública de baixa-tensão e é considerado que tem um contrato com tarifa bi-horária.

Após apresentação do modelo de controlo, serão revelados alguns métodos de otimização matemática possíveis de usar no modelo desenvolvido e será efetuada uma comparação entre estes, sendo por fim divulgados os resultados obtidos com a aplicação do modelo de otimização energética no presente caso-estudo.

4.1 - Modelo de controlo

Nesta secção será apresentado o esquema de controlo dos fluxos energéticos da habitação, bem como o modelo matemático de cada um dos elementos constituintes.

Como já referido, a otimização do fluxo energético da casa tem em conta o consumo, geração endógena e armazenamento elétrico e pretende-se diminuir os custos de compra de energia elétrica à rede pública, controlando para isso o EES. A geração endógena divide-se em geração FV e eólica, enquanto que no EES serão utilizadas baterias de ião de Lítio recicladas dos veículos elétricos, denominadas *2nd life batteries*.

O estudo é realizado num período temporal de 1 dia (24 horas) a iniciar-se às 0h, com amostras horárias. O que significa que cada valor será relativo a uma hora específica.

$$t \in [0; 23]h, t \in \mathbb{Z}$$

4.1.1 Estratégia de controlo energético

O controlo energético do presente caso-estudo é representado no fluxograma abaixo.

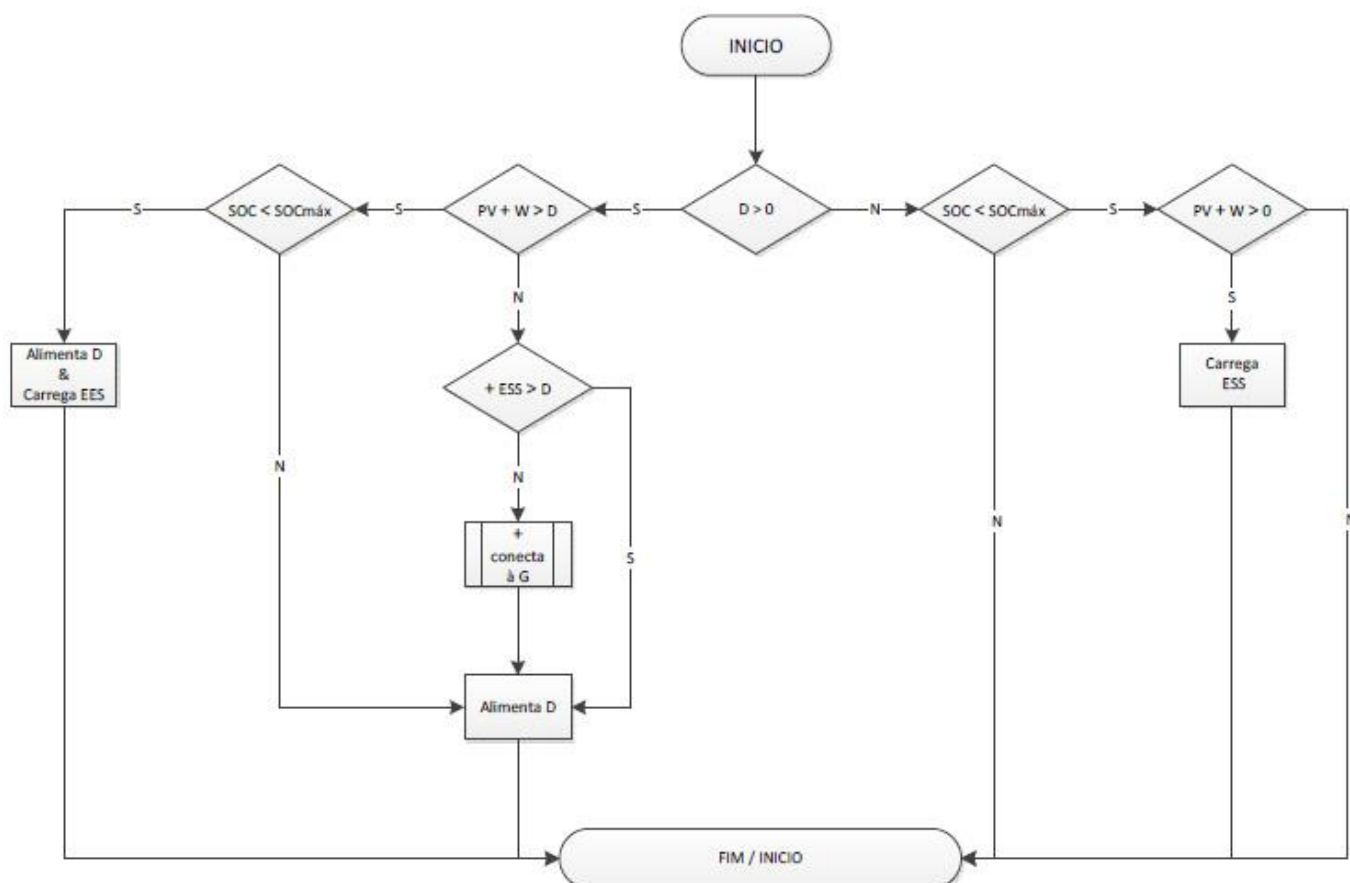


Fig. 4.2 – Fluxograma representativo da estratégia de controlo energético.

O controlo energético seguirá as seguintes instruções:

- Quando há carga:
 - se a geração endógena FV e W é suficiente para cobrir as necessidades da carga (D) e o EES não está na sua capacidade máxima, então a carga vai ser alimentada somente pelos sistemas FV+W os quais ainda carregam as baterias do EES; caso o EES já esteja na sua capacidade máxima, FV+W restringem-se a alimentar a carga, sendo o excesso de geração eliminado por um *curtailment*, de forma a impedir que seja injetada energia na rede;
 - se a geração endógena não é suficiente para alimentar a carga, o sistema socorre-se das baterias em conjunto com FV+W; caso o conjunto FV+W+EES não seja suficiente, então a potência em falta será proveniente da rede elétrica pública.
- Quando não há carga:
 - se o EES não está na sua capacidade máxima, este vai ser carregado pelo conjunto FV+W.

O sistema reage ao consumo consoante uma hierarquia estabelecida para as fontes de energia, priorizando sempre as fontes endógenas FV e W, em seguida o EES e por fim a rede pública. Porém, a otimização pode determinar que esta ordem não é a mais adequada para garantir um menor custo de compra de energia.

Segundo esta estratégia de controlo, as baterias do EES nunca são carregadas pela rede elétrica, ficando esta tarefa a cargo apenas da geração endógena e esta última nunca injeta energia na rede. Garante-se assim um menor impacto do edifício na rede, o qual seria causado devido à difícil integração das tecnologias de geração por energia renovável. No entanto, pode ser vantajoso carregar as baterias em horas com um custo menor, para que essa energia possa ser utilizada nas horas de maior custo.

4.1.2 Consumo

Como já referido, um dos agentes da estratégia de controlo e otimização é o consumo (D) elétrico feito pela habitação e sendo um agente tem de ser caracterizado com limites definidos.

Os valores do consumo na habitação foram considerados sem algum tipo de medida, no entanto, no seu conjunto formam um diagrama de carga típico residencial. Estes valores estão compreendidos no intervalo seguinte.

$$0 \leq D \leq 10,35 \quad [kW]$$

Os valores assumidos são horários, ou seja, cada valor de D é respetivo a uma hora em particular. Na tabela abaixo encontram-se os valores assumidos para D.

Tabela 4.1 – Valores horários de D.

Hora	D (kW)
0	2,06
1	0,89
2	0,84
3	0,73
4	0,70
5	1,66
6	3,21
7	5,71
8	7,25
9	6,35
10	4,47
11	3,24

12	1,96
13	1,91
14	1,96
15	2,02
16	3,06
17	4,97
18	5,59
19	6,24
20	7,18
21	7,87
22	6,35
23	3,49

Estes valores reproduzem o seguinte diagrama de cargas.

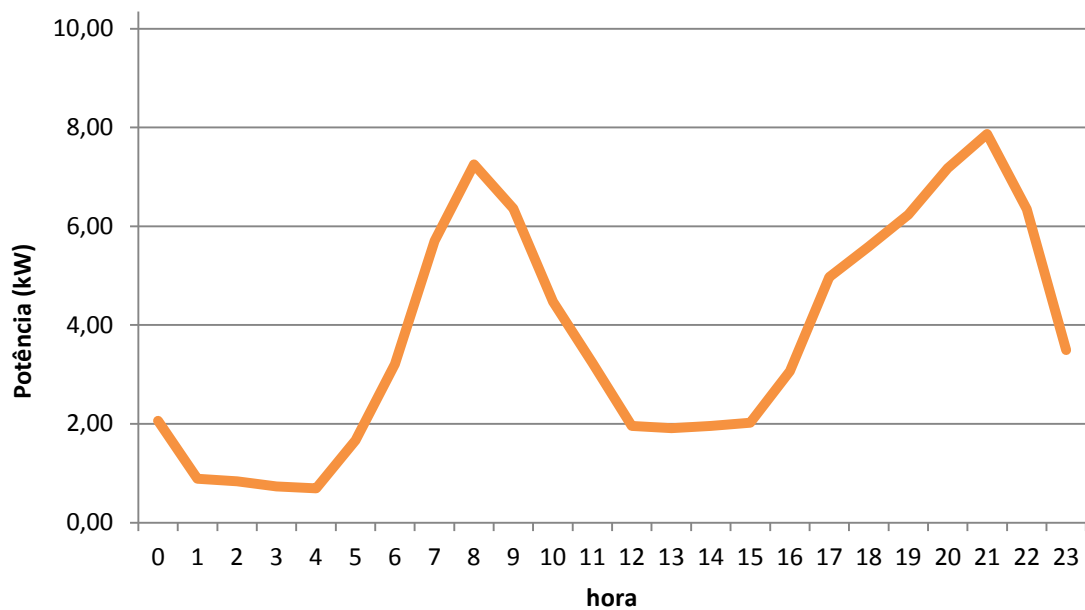


Gráfico 4.1 – Diagrama de carga assumido para um dia na habitação caso-estudo.

4.1.3 Geração fotovoltaica

A geração FV será feita pelo sistema FV dimensionado no Cap. de “Geração Fotovoltaica” do presente trabalho. Sendo assim, os valores para a potência de FV tem de estar restringidos entre:

$$0 \leq PV \leq 3,68 \text{ [kW]}$$

É possível determinar os valores de FV recorrendo à equação abaixo, da qual se obtém um valor aproximado da potência FV consoante a irradiância. Esta equação já foi referida na secção 3.1.2.

$$PV = I \cdot A \cdot \eta_{FV} \cdot \eta_{MPPT} \cdot N_{FV} \quad [W] \quad (4.1)$$

, em que a irradiância solar (I) é a potência de radiação incidente por unidade de área, A é a área do módulo, η_{FV} e η_{MPPT} são os rendimentos dos módulos FV e do inversor FV respetivamente e N_{FV} é o número de painéis FV.

Pretende-se obter os valores horários de FV, para tal existem diversas fontes e *software* que disponibilizam os valores de irradiância horária, permitindo determinar a potência FV a cada hora. No presente projeto utilizou-se o *software PVsyst V5.56*, o mesmo usado para as simulações FV, para obter os valores de irradiância solar para o dia 1 de Junho, sendo que este dia no ano das medidas é considerado um “dia ideal”, sem presença de nuvens.

Foi criada uma função no *software Matlab® R2012a* para determinar a potência de um sistema FV, esta função usa somente a eq. 4.1 e tem como parâmetros de entrada a irradiância solar, podendo todos os outros termos serem editáveis na função. A função retorna um vetor com os valores da potência FV. A necessidade desta função advém do facto de esta ser integrada numa outra para realizar o cálculo de controlo ótimo, a qual será explicada mais à frente.

Os valores horários de PV encontram-se na tabela abaixo.

Tabela 4.2 – Valores horários de PV.

Hora	FV (kW)
0	0,00
1	0,00
2	0,00
3	0,00
4	0,00
5	0,00
6	0,30
7	0,93
8	1,71
9	2,41
10	3,01
11	3,52
12	3,72
13	3,64

14	3,50
15	3,07
16	2,50
17	1,87
18	1,07
19	0,42
20	0,00
21	0,00
22	0,00
23	0,00

Estes valores reproduzem a seguinte curva típica de um FV.

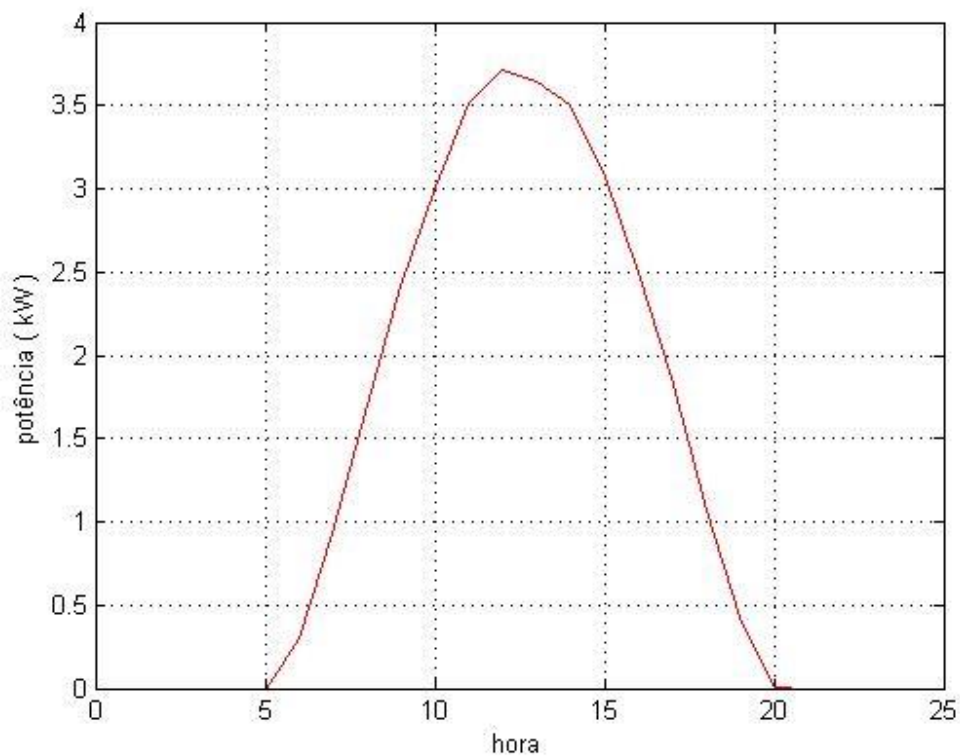


Gráfico 4.2 – Curva FV “ideal” obtida para um dia na habitação caso-estudo.

4.1.4 Geração eólica

Para a geração eólica é necessário instalar um micra aerogerador. O aerogerador foi definido como tendo potência de 3kW, rendimento de 95% e diâmetro do rotor de 2,6m, características do aerogerador Mistral 3K da Carlo Gavazzi. No Anexo 4.1 pode-se encontrar a *Datasheet*. Sendo assim, o aerogerador tem uma potência limitada no seguinte intervalo:

$$0 \leq W \leq 3 \quad [kW]$$

É possível determinar os valores aproximados da potência eólica para cada velocidade de vento recorrendo à equação abaixo [7-8].

$$W = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot Betz \cdot \eta_W \quad [W] \quad (4.2)$$

, em que ρ é a densidade do ar (1,225 kg/m³), A é a área de varredura da turbina, o coeficiente *Betz* (59,3%) é o limite máximo teórico de potência extraível do vento [7] e η_W é o rendimento do gerador elétrico.

Pretende-se obter os valores horários de W , para tal existem diversas fontes e *software* que disponibilizam os valores da velocidade do vento, permitindo determinar a potência W a cada hora. No presente projeto utilizou-se a fonte disponibilizada pelo Prof. Cláudio Monteiro no âmbito do projeto da disciplina “Técnicas de Previsão” lecionada na FEUP; nesta fonte podem ser encontradas as velocidades horárias do vento para o ano de 2010 a 2011 no Porto, entre outra informação. Novamente foi elegido o dia 1 de Junho.

Foi criada uma função no *software* Matlab® R2012a para determinar a potência de um aerogerador eólico, esta função usa somente a eq. 4.2 e tem como parâmetros de entrada a velocidade do vento, podendo todos os outros parâmetros serem ajustados, na função, consoante necessidade à exceção claro da densidade do ar e do limite de *Betz*. A função retorna um vetor com os valores da potência W para cada entrada de velocidade de vento. A necessidade desta função advém do facto de esta ser integrada numa outra para realizar o cálculo de controlo ótimo, a qual será explicada mais à frente.

Os valores horários de W encontram-se na tabela abaixo.

Tabela 4.3 – Valores horários de W .

Hora	W (kW)
0	2,08
1	2,19
2	2,13
3	2,08
4	2,11
5	2,22
6	2,30
7	2,00
8	1,82
9	1,82
10	1,72
11	1,53
12	1,35

13	1,26
14	1,17
15	1,11
16	1,08
17	1,14
18	1,16
19	1,28
20	1,75
21	2,14
22	2,46
23	2,98

Estes valores reproduzem a seguinte curva de geração eólica.

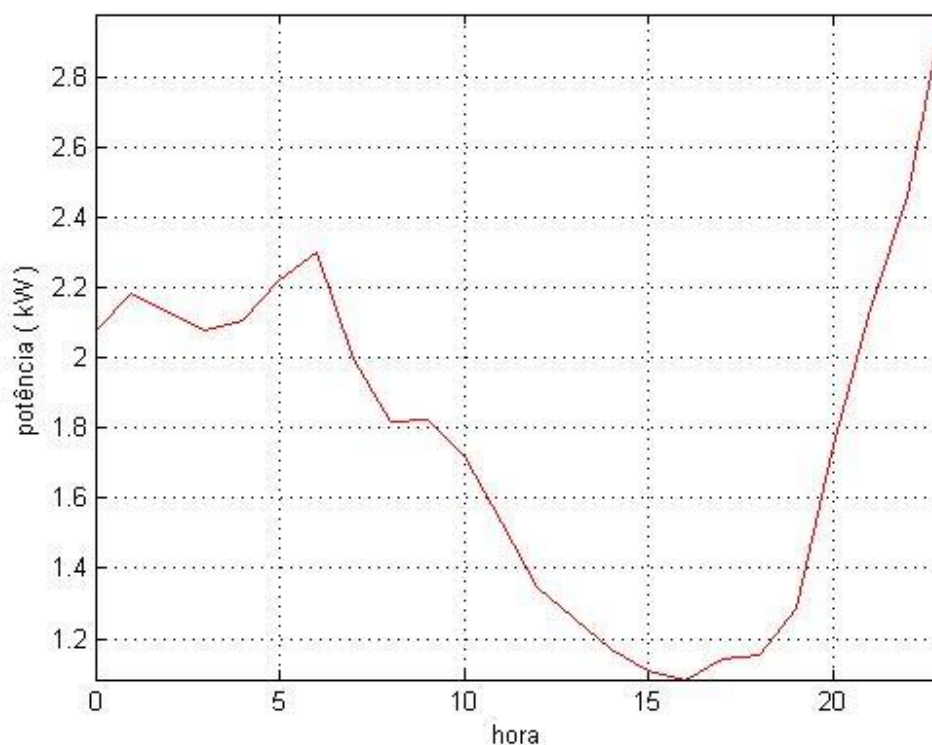


Gráfico 4.3 – Curva W obtida para um dia na habitação caso-estudo. Como se pode verificar, para as horas em que a temperatura começa a diminuir (19-20h) a potência gerada aumenta devido ao aumento da velocidade do vento.

4.1.5 Armazenamento de energia elétrica

O armazenamento de energia elétrica pode ser feito pelo uso de diversas tecnologias, as quais se dividem em 4 grupos principais, os quais estão relacionados com a natureza de cada tecnologia. Os 4 principais grupos de armazenamento são [9]:

- Eletromagnético;
- Mecânico;
- Eletroquímico;
- Térmico.

Na figura abaixo encontram-se todas as tecnologias existentes para o armazenamento de energia elétrica.

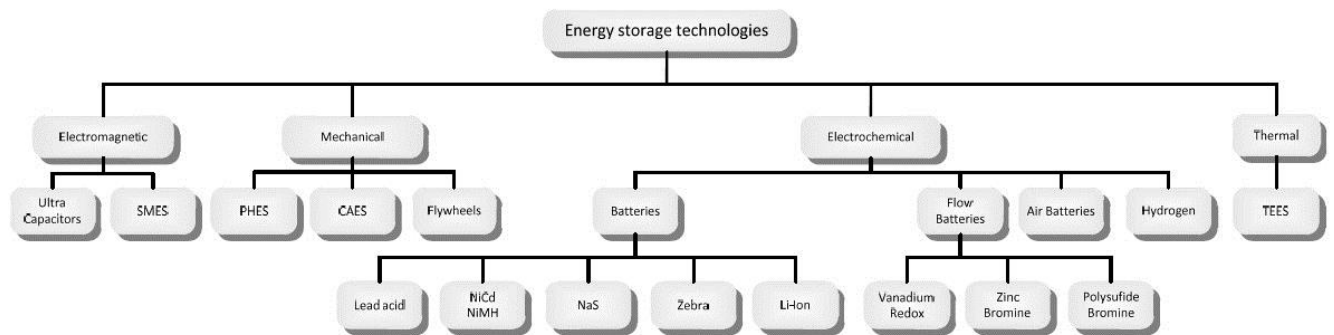


Fig. 4.2 – Tecnologias de armazenamento de energia elétrica existentes [9].

Apesar da diversidade de tecnologias e diferenças nos seus princípios e usos, todas as tecnologias tem um fator em comum, nenhuma é capaz de armazenar eletricidade, em todas as tecnologias a energia elétrica é convertida noutro tipo de energia armazenável, seja magnética, mecânica, química ou térmica, daí a divisão em grupos. Aquando do uso da energia, esta é convertida novamente em energia elétrica. As conversões de energia têm perdas que variam consoante a tecnologia e em alguns casos tem outros efeitos, como o “efeito de memória” em algumas eletroquímicas (e.g. baterias de níquel) em que as recargas repetidas sem descarga total provocam uma diminuição da capacidade máxima da bateria; ou a sulfatação (baterias de ácido-chumbo), em que durante a descarga são formados cristais de sulfato de chumbo condutor com tamanho proporcional à profundidade de descarga, uma vez formados estes cristais não podem voltar a ser desfeitos, oque leva a uma perda da capacidade da bateria.

Neste projeto o armazenamento de energia elétrica será realizado por baterias denominadas *2nd life batteries*, como já referido anteriormente. As *2nd life batteries* são baterias de *Li-ion* recicladas que eram primariamente usadas em veículos elétricos. Após 10 anos em circulação as baterias tem de se ser substituídas, segundo normas internacionais. Porém estas baterias ainda têm 80% da sua capacidade máxima após 10 anos de utilização, são então reparadas e recolocadas no mercado a baixo custo para utilizações em instalações residenciais, serviços ou industriais com um tempo de vida útil médio de 7 anos. A reciclagem destas baterias está a abrir um novo mercado que se espera muito competitivo, com benefícios económicos e grande oferta de emprego [10].

Na figura abaixo está a representação da capacidade de uma bateria de um veículo elétrico normal (à esquerda) e uma reciclada (à direita).

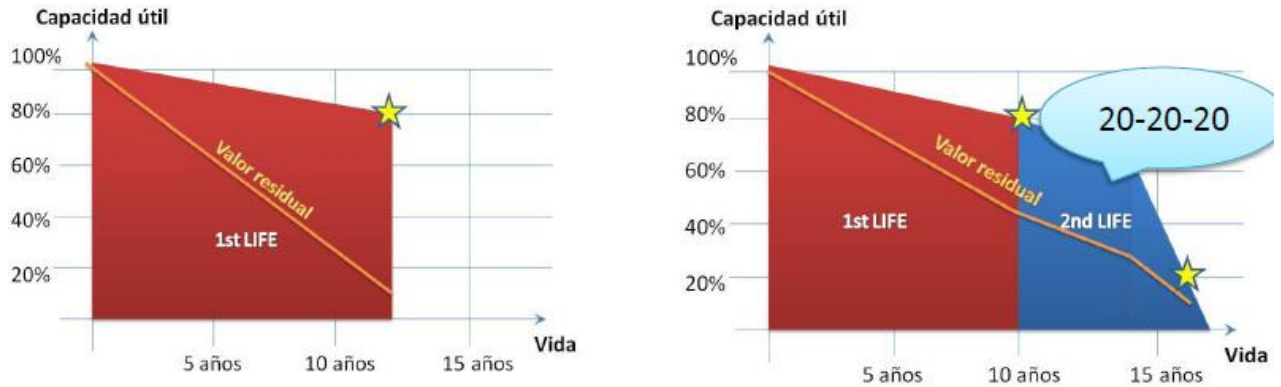


Fig. 4.3 – Capacidade de baterias de Li-ion de veículos elétricos sem serem recicladas (à esquerda) e recicladas (à direita). Como se pode verificar pelo gráfico da esquerda, se as baterias não forem sujeitas a um processo de renovação, estas terão um tempo de vida de pouco mais de 12 anos. No entanto quando tem um processo de renovação após terem sido tiradas de circulação, o seu tempo de vida aumenta cerca de 5 anos, mantendo boas condições de carga e claramente o seu valor residual também é superior.

A quantidade de energia disponível num EES define-se pelo seu estado de carga (SOC - *State of Charge*), o qual está limitado entre os seguintes valores, para estas baterias.

$$0 \leq SOC \leq 80\% \text{ de } SOC_{m\acute{a}x} \quad [Wh]$$

, sendo que a carga máxima da bateria está definida em 2 kWh. Sendo assim a variação de carga experimentada pela bateria pode ser de $\Delta_{SOC} = \pm(1,6 - 0) = \pm 1,6 \text{ kWh}$. Ou seja, a bateria pode descarregar ou carregar até um máximo de 1,6 kWh.

Para determinar o SOC a cada instante é necessário conhecer o SOC do instante anterior e a transferência de energia do instante presente. A seguinte equação traduz matematicamente o SOC, a qual os autores seguintes autores também concluíram [11-14]:

$$SOC = SOC_{-1} - B \cdot T \quad [Wh] \quad (4.3)$$

, em que SOC_{-1} é o SOC do instante anterior, T é o período da amostra (1 hora) e B é a potência transitada no EES e é dada pela seguinte equação:

$$B = D - PV - W \quad [W] \quad (4.4)$$

, ou seja, é a diferença entre a carga de consumo e a geração endógena no mesmo instante, limitada pela capacidade do sistema EES. Como tal, B também está sujeito à variação Δ_{SOC} e como T=1 hora, então B está limitado entre:

$$-1,6 \leq B \leq 1,6 \quad [kW]$$

B está ainda limitado pelo SOC desse mesmo instante, ou seja:

$$B \leq \frac{SOC - SOC_{-1}}{T} \quad [kW] \quad (4.5)$$

B pode tomar valores positivos ou negativos, consoante os níveis de carga e geração. Quando B é negativo, o EES está a absorver energia e o SOC aumenta, quando B é positivo, o EES está a injetar energia e o SOC diminui.

$$B \begin{cases} < 0, & D < PV + W \rightarrow \text{carrega} \\ > 0, & D > PV + W \rightarrow \text{descarrega} \end{cases}$$

Nenhuma bateria no mercado tem uma eficiência de carga/descarga (ou *round-trip*) de 100%, as baterias de maior eficiência atualmente no mercado são as de ião de Lítio, como as que são utilizadas neste projeto e tem uma eficiência entre 90-95%. Devido à complexidade dos modelos de baterias, neste projeto utiliza-se um modelo ideal de bateria com uma eficiência de 100% e curvas de carga-descarga lineares.

Foi criada uma função no *software* Matlab® R2012a para simular o comportamento do sistema sob controlo, esta função tem como entrada os valores de D, PV e W e retorna o valor do custo energético diário recorrendo às equações apresentadas (e às das seguintes secções) tendo em conta todas as restrições indicadas. Porém esta função permite ainda obter os valores de B e do SOC entre outros.

Utilizando a função de controlo, a **eq.4.4**, devolve os valores de B sobre as condições próprias:

Tabela 4.4 – Valores horários de B.

Hora	W (kW)
0	0,00
1	0,00
2	0,00
3	0,00
4	0,00

5	0,00
6	0,61
7	0,99
8	0,00
9	0,00
10	-0,26
11	-1,34
12	0,00
13	0,00
14	0,00
15	0,00
16	0,00
17	1,60
18	0,00
19	0,00
20	0,00
21	0,00
22	0,00
23	0,00

Estes valores reproduzem a seguinte curva de carga/descarga.

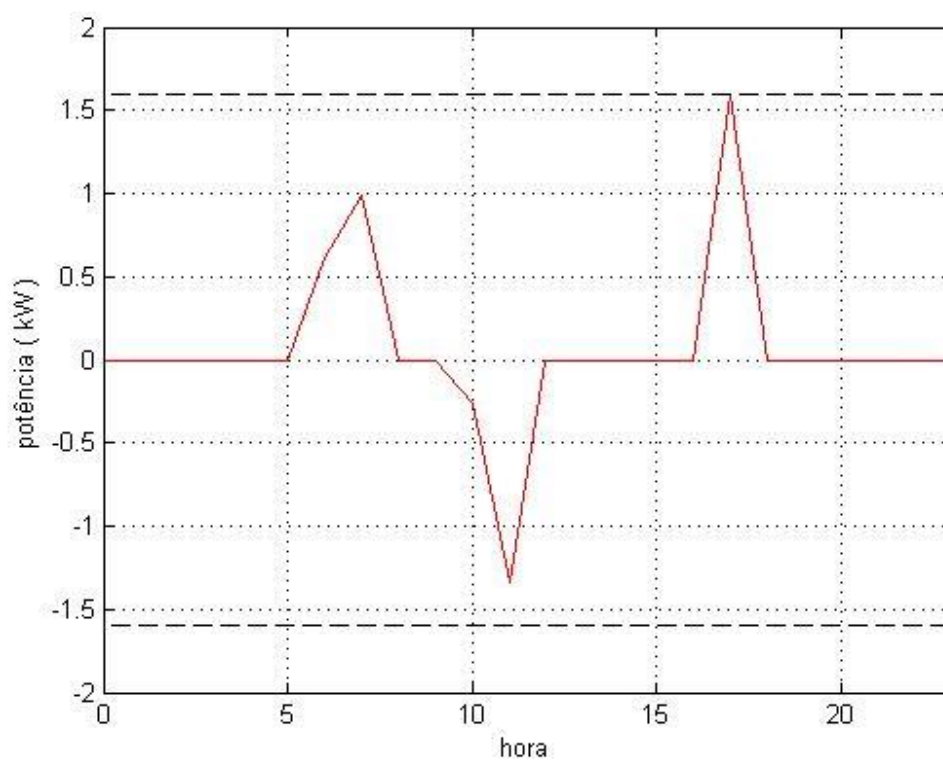


Gráfico 4.4 – Curva B obtida para um dia na habitação caso-estudo com controlo. As linhas a tracejado representam os limites de carga/descarga do EES.

Com estes dados, obtém-se a evolução da carga no EES, a qual está representada no gráfico abaixo pela curva SOC.

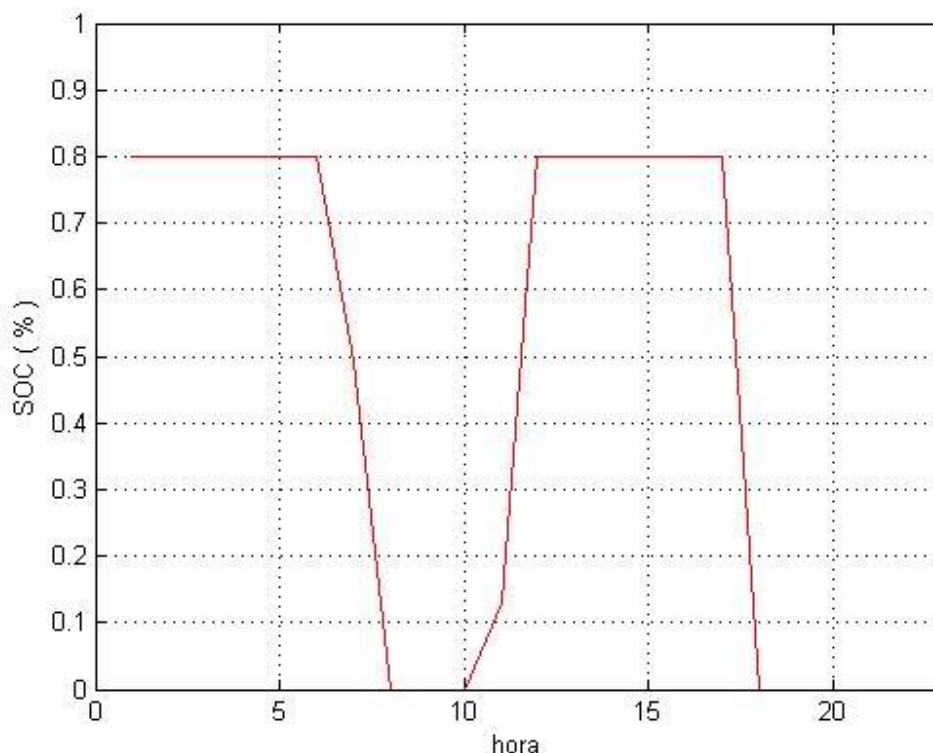


Gráfico 4.5 – Curva SOC obtida para um dia na habitação caso-estudo com controlo. Como se pode verificar a saturação do EES é atingida várias vezes, o que significa que este sistema é usado devidamente sem grandes custos relacionados com energia não utilizada. A energia não utilizada deve-se a um sobredimensionamento do sistema, no qual a capacidade do sistema de armazenamento não é totalmente usada o que vai gerar custos de não utilização, ou seja, foi realizado um investimento que não terá a rentabilidade desejada.

4.1.6 Rede pública

Quando a disponibilidade de potência na geração endógena e na reserva não é suficiente para satisfazer o consumo, é necessário recorrer à rede elétrica pública para compensar a falta de potência.

Por outro lado, de modo a diminuir a presença da casa na rede, quando a geração endógena ultrapassa o consumo e a capacidade de armazenamento, entram em ação os controlos de geração (no MPPT para o sistema FV) ajustando o valor de potência gerada de forma a que não haja potência a ser injetada na rede pública. Sendo assim, os valores de rede pública neste sistema apenas podem ser positivos, ou seja, só pode haver consumo:

$$G \geq 0 \quad [kW]$$

É possível determinar os valores da potência absorvida da rede pública recorrendo à equação abaixo.

$$G = D - PV - W - B \quad [W] \quad (4.6)$$

A função de controlo, exposta na secção anterior, determina também os valores de G para poder calcular o custo energético diário e como tal permite retornar os valores de G, os quais encontram-se na tabela abaixo.

Tabela 4.5 – Valores horários de G.

Hora	G (kW)
0	0,00
1	0,00
2	0,00
3	0,00
4	0,00
5	0,00
6	0,00
7	1,80
8	3,72
9	2,11
10	0,00
11	0,00
12	0,00
13	0,00
14	0,00
15	0,00
16	0,00
17	0,36
18	3,36
19	4,53
20	5,43
21	5,73
22	3,89
23	0,51

Estes valores reproduzem a seguinte curva de consumo de rede pública.

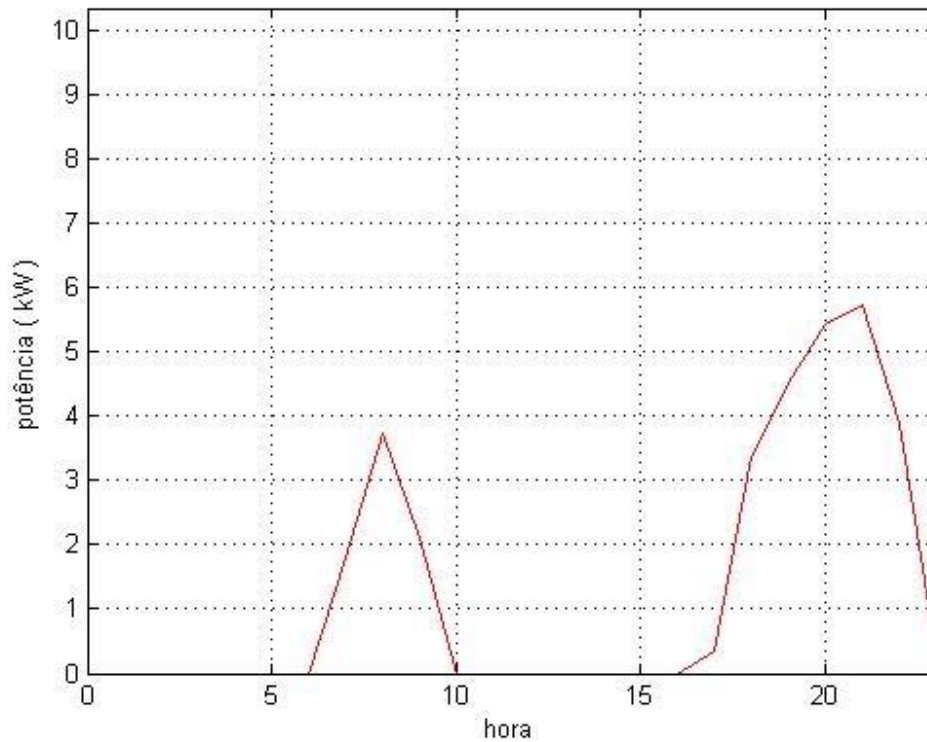


Gráfico 4.6 – Curva G obtida para um dia na habitação caso-estudo. Ao comparar esta curva com a curva D do Gráfico 4.1 pode-se verificar que o uso da rede pública é maioritariamente feito nas horas de maior consumo.

4.1.7 Custo energético

O custo energético diário (C) neste projeto está associado à energia consumida da rede pública, a qual pode ser determinada pela **eq.4.6**.

Assumiu-se que o contrato com a companhia distribuidora tem uma tarifa bi-horária e que as tarifas e horários são baseados nos estabelecidos pela ERSE para o ano de 2013 para clientes de baixa tensão normal (BTN) no período sazonal de Verão. As tarifas de vazio (ϵ_v) e fora de vazio (ϵ_{fv}) são:

$$\begin{cases} \epsilon_v = 0,0878 & , \quad t < 8 \wedge t \geq 22 \text{ horas} \\ \epsilon_{fv} = 0,1674 & , \quad 8 \leq t < 22 \text{ horas} \end{cases} \quad [\text{€/kWh}]$$

Como não há energia injetada na rede, C será sempre positivo, ou seja, o utilizador da habitação caso-estudo só irá pagar pela energia:

$$C \geq 0 \quad [\text{€}]$$

Para obter o valor de C é necessário recorrer à seguinte equação:

$$C = \sum_{t=1}^7 T \cdot G_t \cdot \epsilon_v + \sum_{t=8}^{21} T \cdot G_t \cdot \epsilon_{fv} + \sum_{t=22}^{24} T \cdot G_t \cdot \epsilon_v \quad [\text{€}] \quad (4.7)$$

Após o cálculo da eq.4.7 e de todas as subsequentes, a função de controlo retorna o valor do custo energético diário $\rightarrow C=4,7709 \text{ €}$.

4.1.8 Resultados do controlo energético

Foi elaborada uma função no *software* Matlab® R2012a que efetua todos os cálculos previamente apresentados, retornando os resultados da estratégia de controlo como o custo energético diário, a curva B , a curva SOC e a curva G .

Para este caso-estudo obteve-se com a função de controlo o seguinte diagrama energético diário para a habitação caso-estudo:

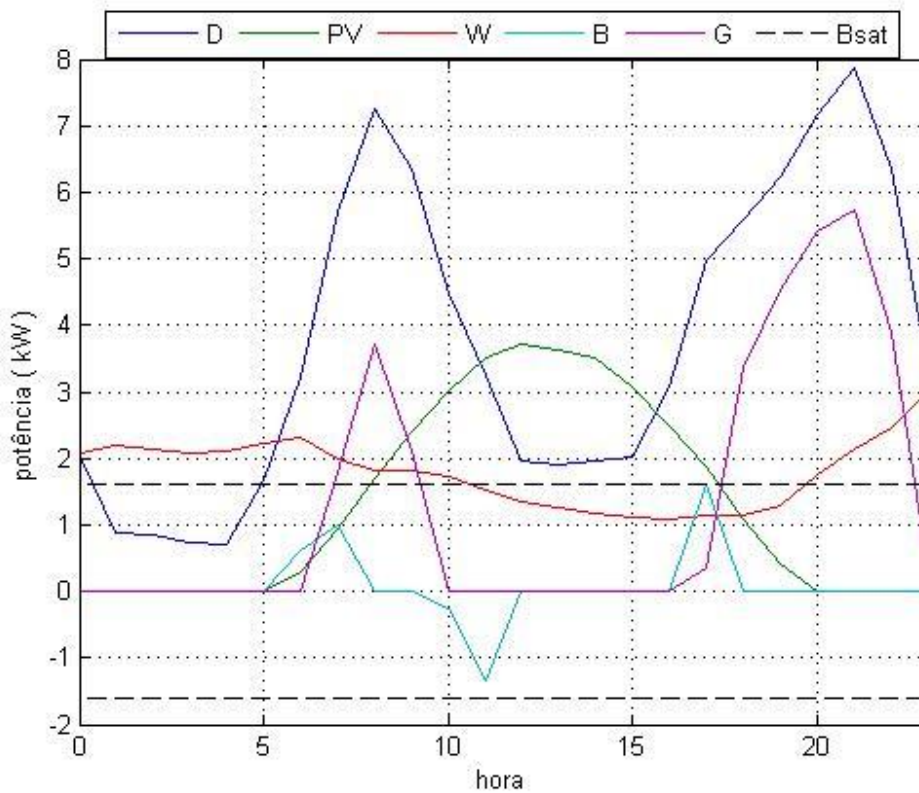


Gráfico 4.7 – Diagrama energético diário obtido com controlo energético. Como se pode verificar, quando a carga atinge os valores mais baixos a potência que é consumida da rede pública é nula, visto que o conjunto PV+W+EES consegue sustentar as necessidades da habitação. Os níveis de carga e descarga do EES nunca ultrapassam os limites delineados a tracejado preto e a curva G nunca toma valores negativos, o que significa que as restrições são respeitadas.

E ainda se obtém a curva de SOC abaixo:

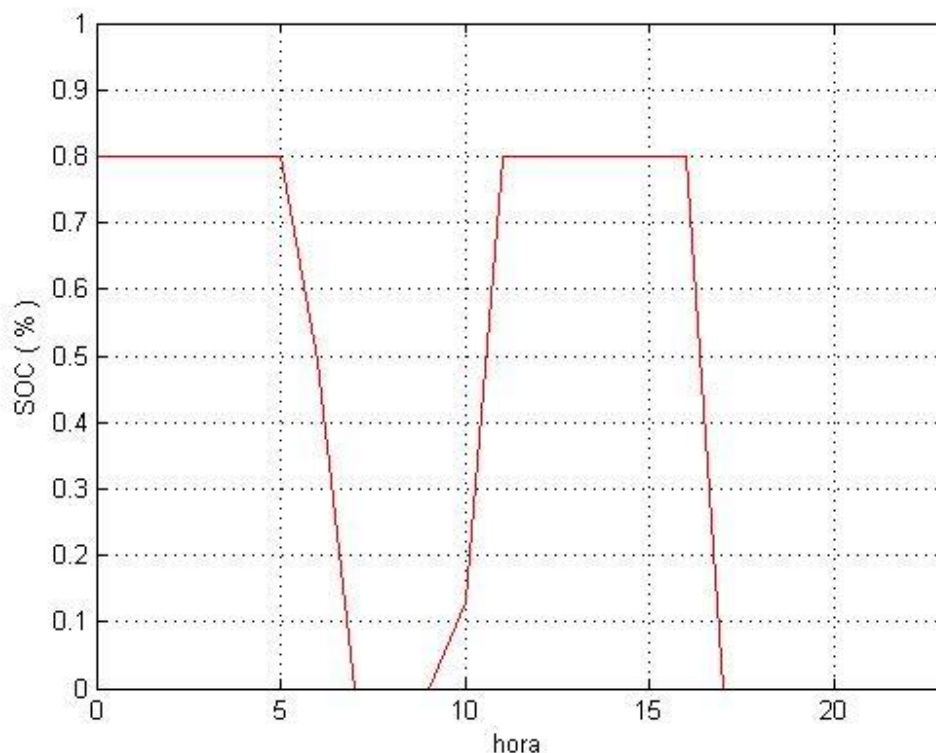


Gráfico 4.8 – Curva SOC obtida com controlo energético. Como se pode verificar a saturação do EES é atingida várias vezes ao longo do dia, no entanto este sistema não tem muita utilização.

4.2 - Controlo ótimo

Após definição do objetivo, do problema e das suas condições é possível proceder à formulação de otimização e à sua resolução, usando para isso um método de otimização matemática adequado.

A otimização matemática é um ramo da matemática aplicada que se dedica a encontrar a solução ótima para um dado problema o qual é formulado matematicamente, dependendo do objetivo (i.e. maximizar, minimizar ou encontrar o valor) e de restrições. Para isso são usados algoritmos que avaliam a função otimizar e encontram os valores das variáveis que melhor se adequam à função. Os algoritmos de otimização dividem-se em 3 grupos, os quais estão representados na figura abaixo.

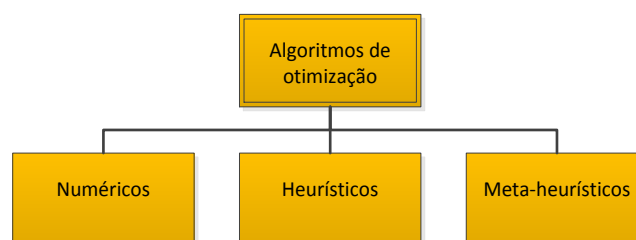


Fig. 4.3 – Algoritmos de otimização.

Os algoritmos numéricos ou determinísticos são caracterizados por serem algoritmos que encontram sempre a solução ótima do problema, ou seja, o ótimo global. No entanto estes algoritmos são usados apenas para problemas simples, devido à sua capacidade de cálculo tornar estes algoritmos lentos ao ponto de serem implementáveis na maioria dos casos de problemas complexos [15].

Por sua vez, os algoritmos heurísticos foram desenvolvidos para determinar rapidamente as soluções em problemas complexos. No entanto, estes algoritmos baseados em processos naturais, biológicos e comportamentos sociais, não são capazes de determinar o ótimo global, mas sim uma aproximação na sua vizinhança, o ótimo local [15].

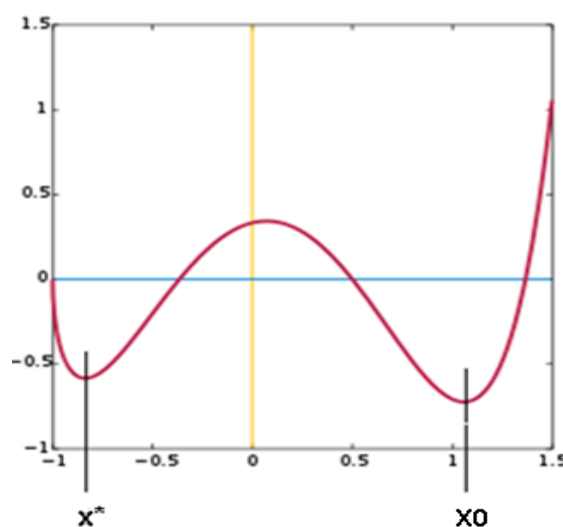


Fig. 4.4 – Representação do ótimo local (x^*) e do ótimo global (x_0) de uma função genérica. Um algoritmo numérico só para o seu processo quando encontra o x_0 na função, no entanto um algoritmo heurístico pode parar quando encontra x^* .

Os algoritmos meta-heurísticos são heurísticos desenvolvidos para obterem uma solução mais próxima do ótimo, sem comprometerem o tempo de resolução necessário.

O tempo de resolução é extremamente importante para determinados processos que são cíclicos com curtos períodos de tempo.

Nesta secção vai ser apresentada a formulação do problema; alguns métodos de otimização estudados, nomeadamente o Algoritmo genético (GA - *Genetic Algorithm*), o Enxame de partículas (PSO - *Particle Swarm Optimization*) e o Enxame de partículas evolucionário (EPSO - *Evolutionary Particle Swarm Optimization*); e a comparação dos resultados obtidos para cada método estudado e com o Solver do Microsoft Office Excel.

4.2.1 Processo de otimização

O controlo ótimo segue um processo sequencial. No presente caso-estudo tal sequência inicia-se com a recolha de medidas ou dados meteorológicos de irradiância e velocidade do

vento e com o perfil de consumo diário. Os dados meteorológicos são inseridos nas funções construídas para determinar a potência elétrica dos geradores respetivos, como referido anteriormente. Depois de obtidos os valores de geração, juntamente com os valores de consumo estes são inseridos na função de controlo, onde um método de otimização vai procurar a melhor solução de armazenamento energético de forma a minimizar os custos energéticos. Depois de encontrada a solução, a função de controlo devolve o valor do custo energético diário, a melhor solução de armazenamento e a curva de SOC provocada.

Na figura abaixo encontra-se um diagrama de blocos representativo do processo de otimização acima descrito. Cada caixa representa uma função.

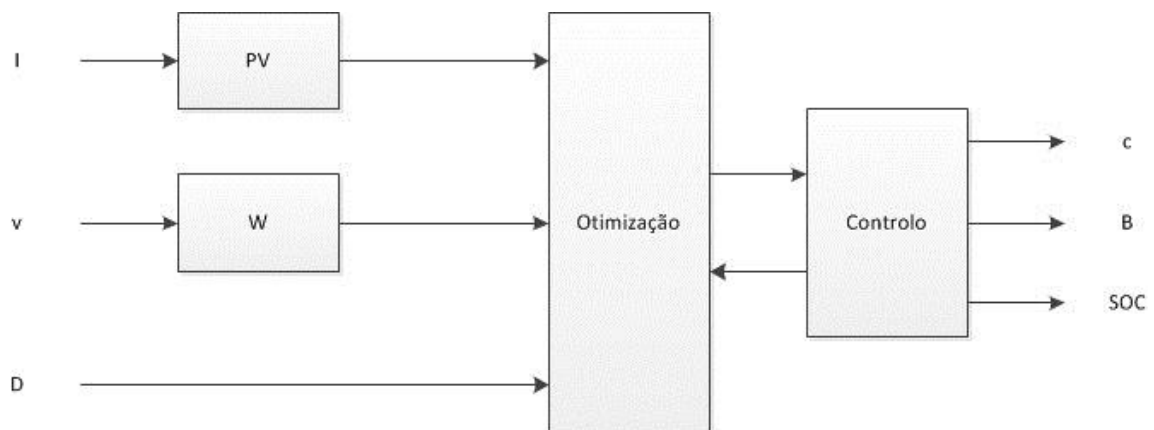


Fig. 4.5 – Esquema do processo de otimização.

4.2.2 Formulação

Na formulação de um processo de otimização tem de ser definida uma função objetivo e o seu objetivo (i.e. minimizar, maximizar, ou valor), as variáveis de decisão e as restrições.

A notação geral de uma otimização vem escrita na seguinte forma [16-17]:

$$\begin{aligned} &\text{função. O. } \min Z(x) \\ &\text{subj. a: } A \cdot x \leq b \\ &\quad A_{eq} \cdot x = b_{eq} \end{aligned}$$

Função objetivo

A função objetivo (f.o.) é uma função que se pretende avaliar durante o processo de otimização, de forma a obter o seu valor ótimo, tendo em conta se se pretende minimizar ou maximizar, restrições e limites.

Para o presente caso-estudo o objetivo é minimizar o custo energético diário. Sendo assim a f.o. é a minimização da função custo energético, dada pela eq.4.7.

$$f.o. \rightarrow \min C(B) = \sum_{t=0}^7 T \cdot G_t \cdot \epsilon_v + \sum_{t=8}^{21} T \cdot G_t \cdot \epsilon_{fv} + \sum_{t=22}^{23} T \cdot G_t \cdot \epsilon_v \quad [\text{€}]$$

$$, \text{ com } G_t = D_t - FV_t - W - B_t \quad [kW], \quad T = 1h \quad \wedge \quad t \in [0; 23]h, t \in \mathbb{Z}$$

Variáveis de decisão

As variáveis de decisão são as variáveis de controlo cujo valor é encontrado pelos algoritmos de otimização para testar a função objetivo.

No presente caso estudo o sistema controlável é o EES, no qual se pretende otimizar as trocas de energia. Sendo assim as variáveis de decisão são os valores de B para cada hora, ou seja, sendo o período de teste 1 dia, são 24 variáveis de decisão.

$$var. \text{ decisão} \rightarrow B_t \quad [kW]$$

Restrições

As restrições são equações, inequações e valores limite que representam as fronteiras do espaço de procura da solução ótima e tem de ser respeitados durante o processo de otimização.

No presente caso-estudo as restrições aplicam-se aos valores de B, SOC, G e C, visto que estes são realmente os elementos que variam durante o processo de otimização.

$$B_{\min} \leq B_t \leq B_{\max}$$

$$0 \leq SOC_t \leq 80\%SOC_{\max}$$

$$G_t, C \geq 0$$

Formulação do problema

O presente caso-estudo tem então a seguinte formulação:

$$f.o. \rightarrow \min C(B) = \sum_{t=0}^7 T \cdot G_t \cdot \epsilon_v + \sum_{t=8}^{21} T \cdot G_t \cdot \epsilon_{fv} + \sum_{t=22}^{23} T \cdot G_t \cdot \epsilon_v \quad [\text{€}]$$

subj. a:

$$B_{\min} \leq B_t \leq B_{\max}$$

$$0 \leq SOC_t \leq 80\%SOC_{\max}$$

$$G_t, C \geq 0$$

$$, \text{ com } G_t = D_t - FV_t - W - B_t \text{ [kW]}, T = 1h \wedge t \in [0; 23]h, t \in \mathbb{Z}$$

Apesar da função objetivo e das restrições serem lineares, não é possível usar um método de otimização linear, isto devido ao facto das variáveis de decisão poderem tomar valores negativos e este tipo de métodos não admitir valores negativos, como se pode ver pela figura abaixo, a qual representa um problema de otimização linear.

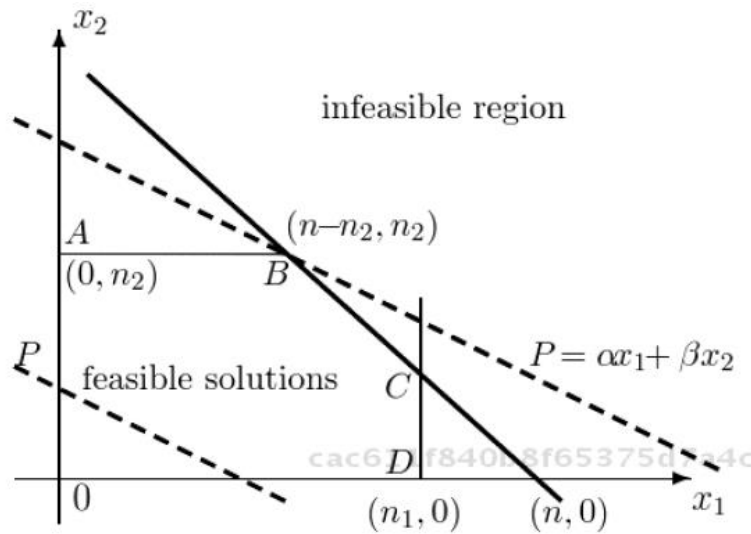


Fig. 4.5 – Representação gráfica de um problema de otimização linear. Como se pode verificar a região admissível encontra-se entre o polígono OABCD e como tal só são admitidos valores positivos.

Sendo assim o problema do presente caso-estudo será resolvido por métodos meta-heurísticos, não só pela rapidez de resolução mas também porque em trabalhos futuros pretende-se aprofundar mais este problema, aproximando os modelos de EES à realidade os quais são fortemente não lineares e adicionando outras variáveis de controlo.

4.2.3 Algoritmo genético

O algoritmo genético (GA) foi apresentado pela 1ª vez por J.Holland e é baseado na evolução biológica das espécies, mais propriamente na Teoria Evolucionária de Charles Darwin.

Tal como na biologia há indivíduos que sobrevivem e outros que não a um determinado meio devido às suas características próprias, os que sobrevivem reproduzem-se e dão início a uma nova geração com genes mutados da geração progenitora e inicia-se um novo ciclo; com o passar das gerações há uma tendência para que a espécie evolua num determinado sentido que leva a que a Lei dos Mais Fortes seja cada vez menos aplicada e haja mais indivíduos com

sucesso nas suas gerações atingindo assim um ponto de harmonia com o meio onde estão inseridos.

O GA forma uma população inicial de indivíduos aleatoriamente, o que constitui uma vantagem em relação a muitos métodos de otimização em que é necessário indicar as soluções iniciais; cada indivíduo representa uma solução e transporta informação em si a qual está codificada numa string finita sob a forma binária ou real e é denominada por “cromossoma” [18-20]. Após avaliação de cada um dos indivíduos relativamente à média da população com a seguinte equação de *fitness*:

$$fit_i = \frac{f(x_i)}{\frac{\sum_{j=1}^N f(x_j)}{N}} \quad (4.8)$$

, os indivíduos são selecionados consoante o seu *fitness* com os melhores a serem selecionados para se reproduzirem, enquanto que outros passam à seguinte geração diretamente e os mais fracos são logo eliminados. Os indivíduos que se reproduzem vão gerar novos indivíduos que contem partes dos seus genes e podem ainda sofrer uma mutação nalgum gene (ou bit). Os novos indivíduos são colocados na população da nova geração e dá-se início a um novo ciclo com a avaliação da nova população.

O GA tem 3 operadores principais, a seleção, a reprodução (*crossover*) e a mutação.

Seleção

Como já referido a seleção é o operador que seleciona os indivíduos que serão pais, os que passarão à seguinte geração e os que são eliminados baseado na avaliação.

A seleção pode ser por pontuação, torneio, proporcional, entre outras.

Quanto menor é a pressão de seleção, mais tempo demora o algoritmo a convergir.

Quanto maior é a pressão de seleção maior é a probabilidade do algoritmo convergir para uma solução prematura que pode não ser a global.

Reprodução

A reprodução é o operador que gera novos indivíduos numa população a partir de alguns pares de indivíduos na população existente, permutando alguns bits dos indivíduos pai.

A reprodução pode ser feita por permuta de genes entre pontos do cromossoma, normalmente pode ser apenas num ponto do cromossoma (tradicional) ou entre dois pontos do cromossoma, mas também existe entre multipontos, nestes tipos de reprodução cada par de indivíduos gera um par de indivíduos novos.

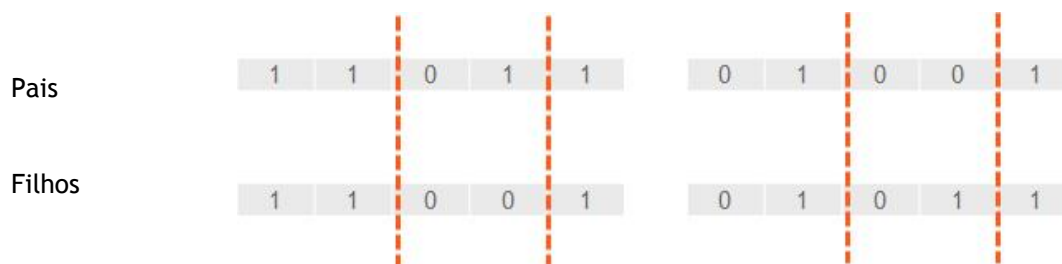


Fig. 4.6 – Reprodução entre 2 pontos (*two-point crossover*). Os indivíduos progenitores em cima geram os novos indivíduos em baixo permutando os bits contidos entre os pontos marcados pelas linhas a tracejado vermelho.

A reprodução pode ainda ser uniforme, onde são escolhidos aleatoriamente quais os genes de cada indivíduo que vão produzir um indivíduo novo.



Fig. 4.7 – Reprodução uniforme. São escolhidos aleatoriamente quais os bits de cada progenitor que vão gerar o novo indivíduo.

As reproduções por multiponto e uniforme são desaconselhadas para problemas com grandes populações devido ao facto de serem destrutivas no que toca a preservar informação. Nestes tipos de reprodução pode haver muita informação valiosa que é perdida, por outro lado incentivam a diversidade, pelo que são vantajosas quando as populações são pequenas, evitando que o algoritmo se aloque numa solução ótima local.

É aconselhado usar uma reprodução do tipo 2 pontos com uma probabilidade de reprodução superior a 60% [21-22] a qual é aceite cientificamente.

Mutação

A mutação é o operador que aleatoriamente muda um gene (ou bit) de um indivíduo alterando assim o seu genoma, ou seja, a informação.

A mutação é usada para promover a diversidade da população e prevenir assim que uma solução se aloque num ótimo local, no entanto, uma elevada taxa de mutação leva à divergência do método de otimização. Assim é bom ter uma mutação auto-adaptativa [19, 22], em que no início do processo há uma probabilidade de mutação maior para que a população se diversifique e o espaço de procura seja completamente percorrido e à medida que o método vai convergindo para a solução ótima global a probabilidade de mutação vai diminuindo para garantir a convergência do método. Porém é muito complexo de implementar um controlo adaptativo de parâmetros, a relação qualidade-custo computacional não é compensatória e vários autores já obtiveram valores totalmente distintos [19, 22].

A probabilidade de mutação aconselhado, como todos os outros parâmetros no GA não é empírica e desde o seu início até aos dias de hoje, investigadores dedicam-se a estudar os parâmetros que levam a uma melhor performance do método.

D. Jong em [21] chegou a $[0,005 ; 0,01]\%$ e mais tarde Schaffer et al. em [22] chegaram à mesma conclusão. Mais recentemente Alves da Silva e Falcão em [19] publicam que a probabilidade de mutação está entre $[0,001 ; 0,05]\%$.



Fig. 4.8 – Mutação de um bit escolhido aleatoriamente.

Os passos do processo num GA são representados pelo fluxograma na seguinte figura.

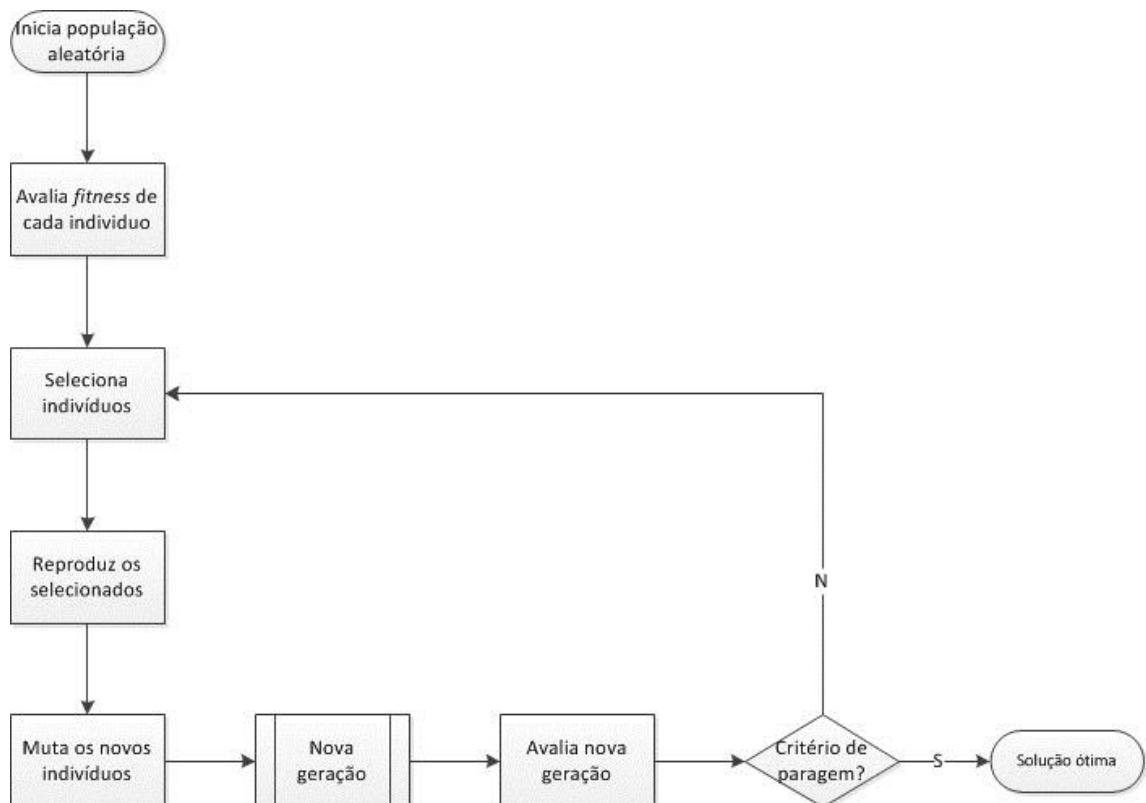


Fig. 4.9 – Fluxograma de um GA.

No presente caso-estudo foi usado o GA da *Toolbox* do *software* Matlab® R2012a para otimizar a função objetivo, a qual foi escrita numa função do mesmo *software*. A função contém toda a formulação apresentada, as equações para determinar B e SOC e G com as suas restrições e a f.o. em si.

O GA tem os seguintes parâmetros:

- População – 100 indivíduos;
- Seleção por torneio;
- Reprodução – 2 pontos com probabilidade 0,8;
- Mutação – probabilidade 0,01

Após várias repetições de otimização o melhor valor obtido para o custo energético diário → $C=4,6523$ €. Comparando com o valor de controlo normal, este método de otimização conseguiu minimizar o custo energético diário, pelo que se mostra que a otimização teve sucesso.

Com os valores obtidos para B com o GA, obtém-se o seguinte diagrama energético diário para a habitação cas-estudo:

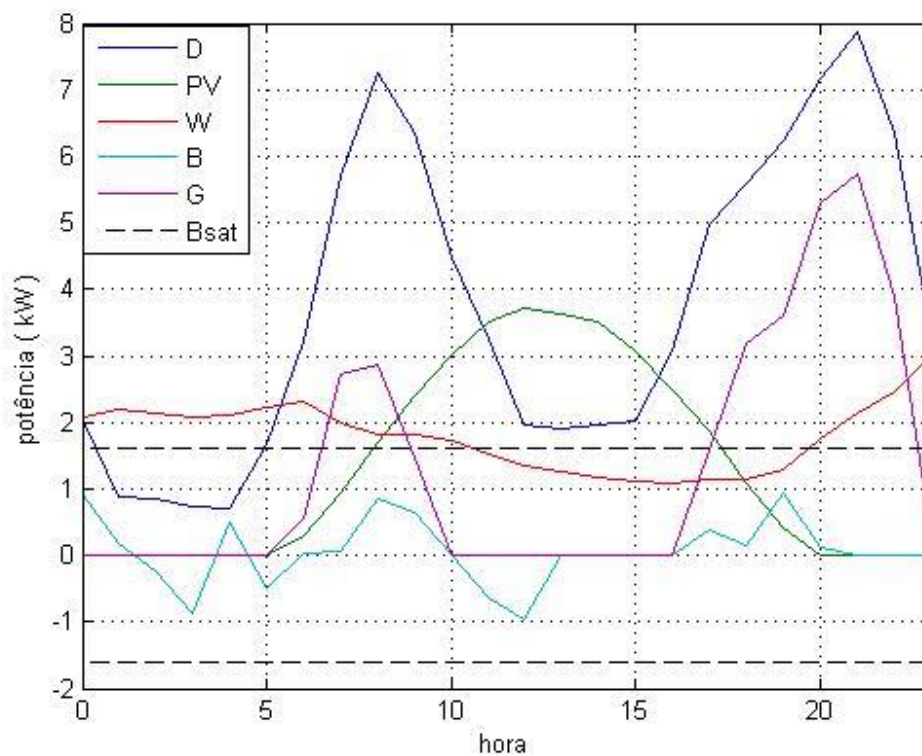


Gráfico 4.9 – Diagrama energético diário obtido com otimização por GA. Como se pode verificar, quando a carga atinge os valores mais baixos a potência que é consumida da rede pública é nula, visto que o conjunto PV+W+EES consegue sustentar as necessidades da habitação. Os níveis de carga e descarga do EES nunca ultrapassam os limites delineados a tracejado preto e a curva G nunca toma valores negativos, o que significa que as restrições são respeitadas.

E ainda se obtém a curva de SOC abaixo:

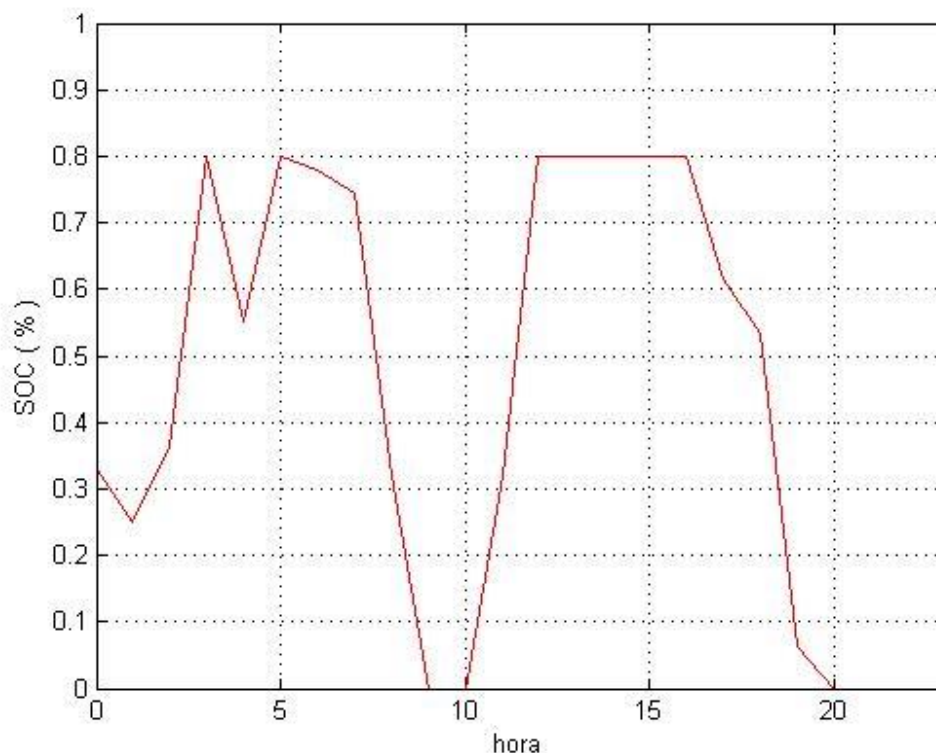


Gráfico 4.10 – Curva SOC obtida com otimização por GA. Como se pode verificar a saturação do EES é atingida várias vezes ao longo do dia e com o controlo ótimo há uma maior utilização do EES ao longo do dia comparando com o controlo energético.

4.2.4 Enxame de partículas

O enxame de partículas (PSO) foi apresentado pela 1ª vez por J.Kennedy e R.Eberhart e é baseado no comportamento dos enxames de insetos e cardumes de peixes na sua busca por alimento.

Os animais que vivem e se alimentam em grupo procuram o local mais abundante para o “clã”, comunicam entre si e seguem-se sucessivamente até encontrarem tal local.

À semelhança deste comportamento sociobiológico o método de otimização PSO cria uma população de partículas (ou indivíduos) com posições aleatórias em que cada um segue um sentido mais ou menos aleatório dentro do espaço de procura em busca da solução ótima (“alimento”), tal como no GA no PSO não é necessário indicar uma solução inicial. Cada partícula é uma alternativa de solução e contém informação sobre o melhor local encontrado por si e a cada iteração comunica ao resto da população, mas também recebe informação sobre o melhor local encontrado até ao momento pela população e então tenta ir numa direção entre o melhor local encontrado por si e o melhor local encontrado pela população com alguns desvios de forma a mudar a sua velocidade e direção para seguir por caminhos que possam conter um local melhor dos que já foram encontrados e assim sucessivamente até que se garanta que o melhor local (solução ótima) tenha sido encontrado. [20,23-24]

Cada partícula depende de três fatores:

- A sua melhor posição – influência de memória própria ou cognitiva;
- A melhor posição encontrada pela população – influência de cooperação do enxame ou social;
- A sua própria velocidade a cada instante – influência de inércia.

, cada um destes fatores é um vetor e a sua soma multiplicada por determinados coeficientes é o vetor de velocidade da partícula no instante seguinte, que leva a partícula a partir da sua posição atual para uma nova posição. Na figura abaixo encontra-se representado o diagrama vetorial da dinâmica de uma partícula.

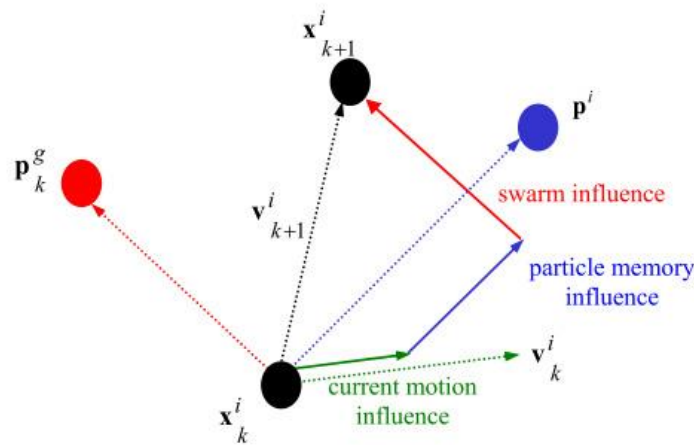


Fig. 4.10 – Diagrama vetorial da dinâmica de uma partícula no espaço de procura. x_k representa a posição atual da partícula; p^i é o vetor da sua melhor posição; p^g é o vetor da melhor posição global; v_k é o vetor da sua velocidade atual; v_{k+1} é o vetor da velocidade da partícula na seguinte iteração e x_{k+1} é a nova posição da partícula. [25]

A velocidade da partícula i é então atualizada a cada iteração k pela seguinte equação de velocidade [20,25-26]:

$$v_i^{k+1} = \underbrace{w \cdot v_i^k}_{\text{inércia}} + \underbrace{c_1 \text{rand}_1 \cdot (Pbest_i - x_i^k)}_{\text{memória}} + \underbrace{c_2 \text{rand}_2 \cdot (Gbest - x_i^k)}_{\text{cooperação}} \quad (4.9)$$

, em que a 1ª parcela representa a diversificação no espaço por multiplicar a velocidade atual por um peso w o que leva a partícula a explorar novas áreas; a 2ª representa a intensificação pessoal (ou fator de memória) tentando aproximar a posição atual da melhor posição encontrada pela partícula, embora que multiplicando por um coeficiente para variar um pouco o sentido levando a partícula a não se alocar na melhor posição encontrada; e a 3ª

representa a intensificação global (ou fator de cooperação) tentando aproximar a posição atual da melhor posição encontrada pela população, também multiplicando por um coeficiente para que a partícula não se aloque num ótimo local.

O peso w é auto-adaptativo, visto que este valor muda consoante a iteração. O peso tem mais influência nas primeiras iterações para que haja mais diversificação e diminui à medida que o método se aproxima das iterações finais para que não entre em divergência. w pode ser determinado pela seguinte equação segundo [26]:

$$w = w_{m\acute{a}x} - \frac{w_{m\acute{a}x} - w_{m\acute{i}n}}{k_{m\acute{a}x}} \cdot k \quad (4.10)$$

Os pesos e coeficientes não são dependentes dos problemas e tem os valores [26]:

- $w_{m\acute{a}x} = 0,9$
- $w_{m\acute{i}n} = 0,4$
- $c_{1,2} = 2$

Os mesmos autores referem ainda que é convencional o número de partículas ser igual ao número de variáveis do problema.

A atualização da velocidade leva a partícula a uma nova posição, a qual é determinada pela equação abaixo [20,25-26]:

$$x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1} \quad (4.11)$$

A equação de velocidade e de posição são o mecanismo do método, são estas as equações da dinâmica das partículas que permitem que a solução ótima seja encontrada. No entanto, sem o peso na diversificação e sem os coeficientes nas intensificações a partícula seguiria sempre a mesma direção até bater num limite fronteira do espaço de procura.

Os passos do processo num PSO são representados pelo fluxograma na seguinte figura.

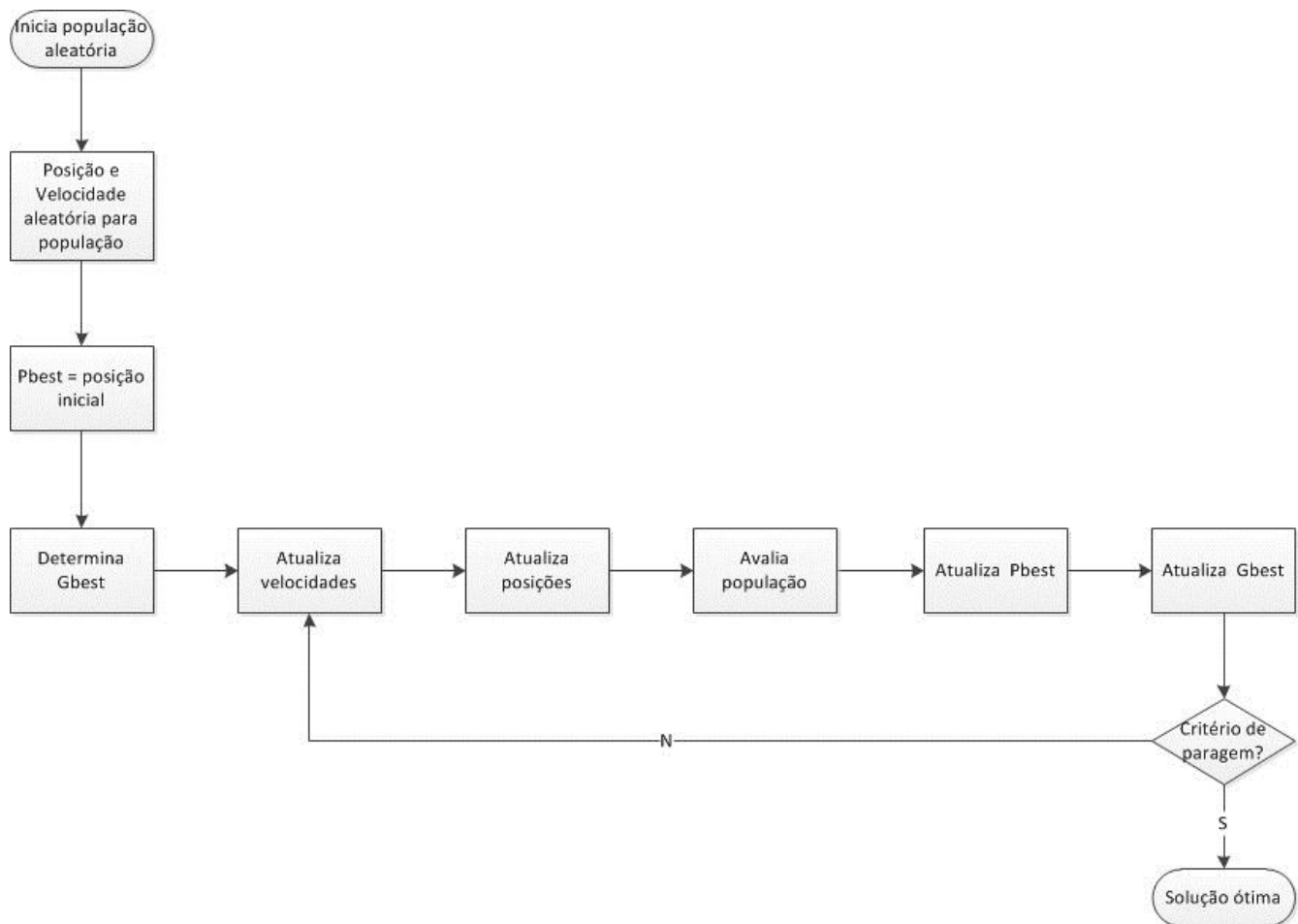


Fig. 4.11 – Fluxograma de um PSO.

Para usar o PSO no processo de otimização da função objetivo do presente caso-estudo, o método PSO teve de ser construído numa função do Matlab® R2012a, visto que este *software* não tem uma função de raiz deste método de otimização, ao contrário do que acontecia com o GA. A função denominada “PSO” tem como valores de entrada o nome da função a otimizar, o número de variáveis de decisão (dimensão do problema), o número de partículas que constituem a população, os limites fronteira (ou de banda) e o número de iterações máximo e tem como saída o valor da f.o. otimizada, as variáveis de decisão, o tempo de cálculo e ainda um gráfico de progresso do método. Antes de construir a função “PSO” foi necessário escrever um pseudo-algoritmo para ajudar à compreensão, o qual se apresenta abaixo:

%inicia a população com posições e velocidades aleatórias, atribui as melhores posições como sendo as atuais e determina a melhor posição da população para cada partícula i até P

```

x(i) = rand(lb,up)
define x(i)=Pbest(i)
se f(Pbest(i)) < f(Gbest)
    Gbest = Pbest(i)
  
```



```

        fim
    v(i) = rand(abs(up-lb))
fim

%inicia processo de procura iterativo
i=1
até i=i_máx
    i=i+1
    w(i)=0,9-(0,9-0,4)/i_máx*i
    para cada partícula i até P
        para cada dimensão d até N
            v(i,d) = w(i)*v(i,d) + c1*rand*(Pbest(i)-x(i,d)) + c2*rand*(Gbest-x(i,d))
            fim
            x(i)= x(i) + v(i)
            avalia f.o.
                se f(x(i)) < f(Pbest(i))
                    Pbest(i)=Pbest(i)
                fim
            se f(Pbest(i)) < f(Gbest)
                Gbest = Pbest(i)
            fim
        fim
    fim
fim

%retorna solução ótima

```

- x – vetor posição;
- v – vetor velocidade;
- i – iteração;
- rand – distribuição aleatória uniforme entre [0 ; 1] ou outro intervalo quando indicado;
- lb – limite fronteira inferior;
- ub – limite fronteira superior;
- Pbest – vetor melhor posição pessoal;
- Gbest – vetor melhor posição global;
- w – peso de inércia;
- c1, c2 – coeficientes.

Depois de concluída a construção do algoritmo, este foi validado para problemas de otimização típicos como o *Rosenbrock*, *Alpine* e *Sphere*. Os resultados foram comparados com os obtidos por vários autores e conclui-se que o teste teve sucesso.

Passou-se então à otimização do problema do presente caso-estudo com os seguintes parâmetros para o PSO:

- População – 24 partículas
- Iterações – 10 iterações

O melhor valor obtido para o custo energético diário foi $\rightarrow C=4,6435$ €. Comparando com o valor de controlo normal, este método de otimização conseguiu minimizar o custo energético diário, pelo que se mostra que a otimização com PSO implementado teve sucesso.

Com os valores obtidos para B com o PSO, obtém-se o seguinte diagrama energético diário para a habitação caso-estudo:

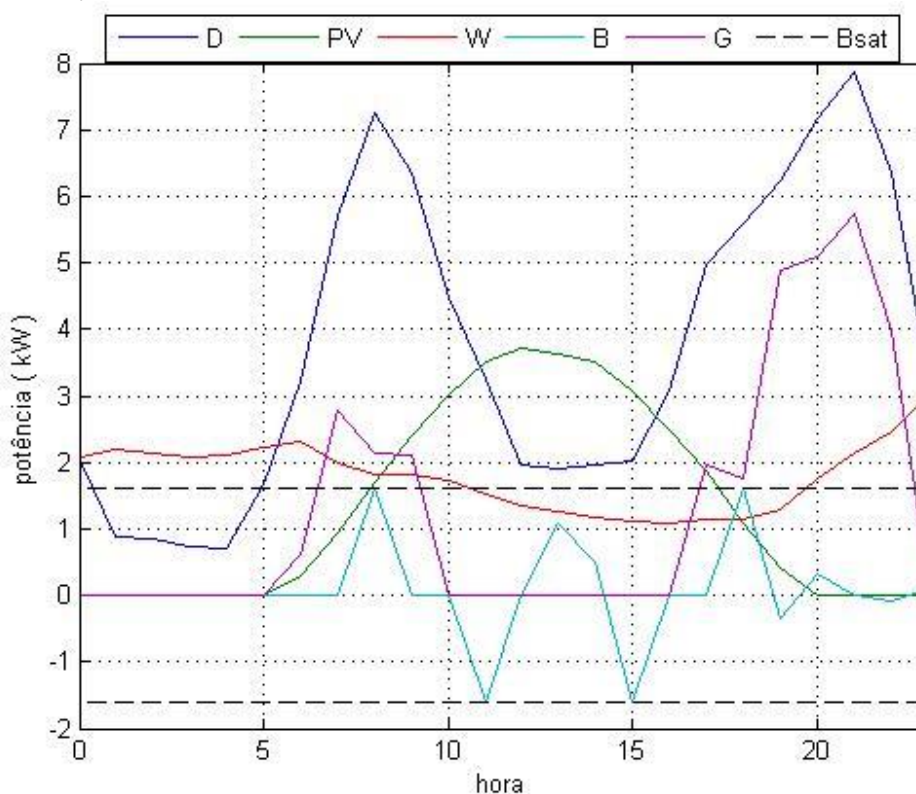


Gráfico 4.11 – Diagrama energético diário obtido com otimização por PSO. Novamente pode-se verificar que a potência consumida da rede pública é nula ou relativamente baixa quando a carga atinge valores mais baixos. Os níveis de carga e descarga do EES nunca ultrapassam os limites delineados a tracejado preto e a curva G nunca toma valores negativos, o que significa que as restrições são respeitadas. Neste diagrama verifica-se que há mais ciclos de carga/descarga do que aqueles obtidos até agora.

E ainda se obtém a curva de SOC abaixo:

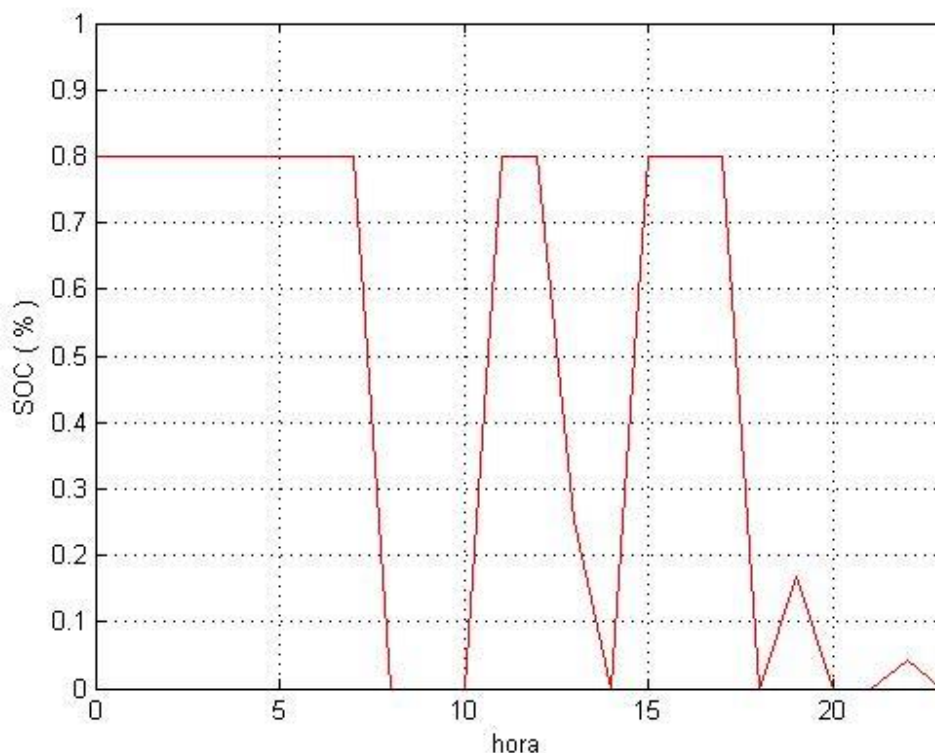


Gráfico 4.12 – Curva SOC obtida com otimização por PSO. Mais uma vez a saturação do EES é atingida várias vezes ao longo do dia devido aos ciclos de carga/descarga completos do EES obtidos neste caso.

4.2.5 Enxame de partículas evolucionário

O enxame de partículas evolucionário (EPSO) foi apresentado pela 1ª vez por V.Miranda e N.Fonseca e é um híbrido que usa técnicas evolucionárias numa base de PSO.

O PSO é um método robusto e rápido que utiliza as equações de movimento como operador reprodução e mutação, face ao GA, no entanto não necessita do operador de seleção devido ao facto das equações de movimento orientarem as partículas para a solução ótima pela indução dos fatores de memória e cooperação. No entanto, o PSO necessita dos pesos e coeficientes que funcionam como parâmetros estratégicos de reprodução os quais condicionam a eficiência do método e são resultado de estratégias de controlo externo [20]. Estas estratégias de controlo não são dependentes do problema, podendo ser aplicadas a qualquer caso, porém são igualmente eficientes independentemente do problema. Assim em [27-28] é apresentado o EPSO que tem como principal foco a aplicação do operador seleção nos pesos do esquema auto-adaptativo de forma a melhorar a eficiência do método de otimização.

Seguindo a filosofia do PSO, o EPSO inicia-se com a criação de uma população de partículas (ou indivíduos) com posições aleatórias no espaço de procura e a quem é atribuída uma velocidade também aleatória. As partículas são posteriormente clonadas dando origem a pelo menos outra partícula exatamente igual à original, a qual é denominada por “clone”.

Para garantir a diversidade da população os clones sofrem mutações nos seus pesos (ou parâmetros estratégicos) w ; e para garantir que as partículas não ficam alocadas num ótimo local, perturba-se ligeiramente o valor do melhor local encontrado até ao momento para que as partículas busquem na vizinhança, sem qualquer prejuízo na informação do melhor local encontrado até ao momento. As partículas movem-se ou reproduzem-se levando a novas posições ou gerando novos indivíduos, dependendo do ponto de vista de método de enxame ou evolucionário respetivamente. A população é então avaliada relativamente à sua nova posição. Por meio de um método de seleção (e.g. torneio ou elitista) os indivíduos com melhor adaptação sobrevivem para a seguinte iteração ou geração, enquanto que os outros são logo eliminados. Este processo retoma com uma nova clonagem e repete-se até ser encontrada a solução ótima. [20, 27-30]

Assim sendo, o EPSO tem o seguinte procedimento geral:

- Clonagem;
- Mutação;
- Reprodução;
- Avaliação;
- Seleção.

Clonagem

É usual cada partícula ter um clone ($r = 1$), duplicando a população, no entanto uma clonagem de ordem r superior é possível, sendo r o fator de clonagem.

Mutação

Os clones sofrem uma mutação nos seus pesos de inércia (w_1), memória (w_2) e cooperação (w_3) de acordo com a seguinte equação:

$$w_j = w_j + \tau \cdot N(\mu, \sigma^2) \quad (4.12)$$

, em que τ é um parâmetro externo de aprendizagem que controla a amplitude de mutação e o seu valor recomendado é 0,2 [20]. $N(\mu, \sigma^2)$ é um número aleatório que segue a distribuição normal (ou Gaussiana) com média $\mu = 0$ e variância $\sigma^2 = 1$ o que implica que o número aleatório X será sempre entre $0 \leq X \leq 1$. Os pesos iniciais são valores aleatórios $\in [0; 1]$.

O ótimo global encontrado até ao momento sofre uma perturbação a cada iteração segundo a equação abaixo:

$$Gbest_{mut} = Gbest + \tau' \cdot N(\mu, \sigma^2) \quad (4.13)$$

, em que τ' é um parâmetro externo de aprendizagem que controla a amplitude de mutação e o seu valor recomendado é 0,2 [20]. Novamente é usado um $X \sim N(0,1)$.

Reprodução

Na suposta reprodução do EPSO, as partículas movem-se no espaço de procura sendo a dinâmica determinada pelas equações de movimento do PSO com algumas modificações nos fatores próprios das partículas:

$$v_i^{k+1} = w_1 \cdot v_i^k + w_2 \cdot (Pbest_i - x_i^k) + w_3 \cdot (Gbest_{mut} - x_i^k) \quad (4.14)$$

$$x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1} \quad (4.15)$$

Avaliação

Cada partícula é avaliada na f.o. de forma a determinar o valor desta e verificar se a partícula evoluiu.

Seleção

As partículas são selecionadas consoante a sua performance na presente iteração por um torneio estocástico e.g. em que num conjunto de n partículas sobrevivem $n - r$ partículas e as restantes são eliminadas, sendo n a razão entre o número de partículas na população clonada e número de partículas na população inicial, ou seja, sobrevive apenas a melhor partícula desse grupo.

Os passos do processo num PSO são representados pelo fluxograma na seguinte figura.

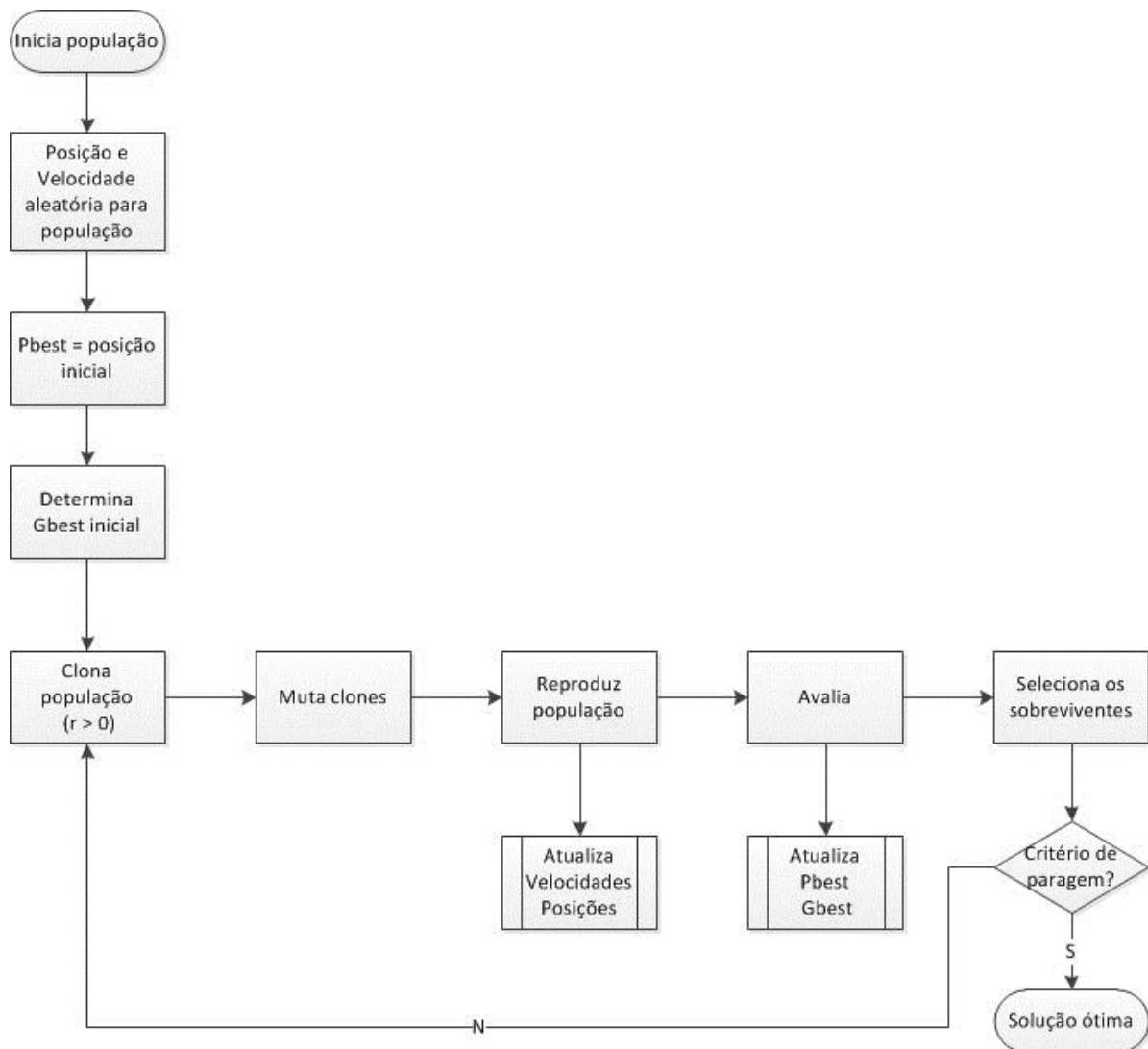


Fig. 4.12 – Fluxograma de um EPSO.

Tal como no caso anterior de otimização, para usar o EPSO no processo de otimização teve de ser construída uma função no Matlab® R2012a, por este *software* não possuir uma função de raiz deste método de otimização. À semelhança de uso da função “PSO” a “EPSO” tem como valores de entrada o nome da função a otimizar, o número de variáveis de decisão (dimensão do problema), o número de partículas que constituem a população, os limites fronteira (ou de banda) e o número de iterações máximo e tem como saída o valor da f.o. otimizada, as variáveis de decisão, o tempo de cálculo e ainda um gráfico de progresso do método. Antes de construir a função “EPSO” foi necessário escrever um pseudo-algoritmo para ajudar à compreensão, o qual se apresenta abaixo:

```

%inicia a população com posições e velocidades aleatórias, atribui as melhores posições
como sendo as atuais e determina a melhor posição da população
para cada partícula i até P
x(i) = rand(lb,up)

```

```

        define x(i)=Pbest(i)
        se f(Pbest(i)) < f(Gbest)
            Gbest = Pbest(i)
        fim
v(i) = rand(abs(up-lb)

para j=1:3
    w(i,j)=rand(0,1)
fim
fim

%inicia processo de procura iterativo
i=1
até i=i_máx
    i=i+1

%clonagem
P=P(rP,N)

%mutação
w(i,j)= w(i,j)+ $\tau$ N(0,1)
Gbest_mut=Gbest+ $\tau$ N(0,1)

%reprodução
para cada partícula i até P
    para cada dimensão d até N
        v(i,d) = w(i,1)*v(i,d) + w(i,2)*(Pbest(i)-x(i,d)) + w(i,3)*(Gbest_mut-x(i,d))
    fim
    x(i)= x(i) + v(i)
fim

%avaliação
para cada partícula i até P
    se f(x(i)) < f(Pbest(i))
        Pbest(i)=Pbest(i)

    se f(Pbest(i)) < f(Gbest)
        Gbest = Pbest(i)

```

```

fim

%seleção (por torneio)
para cada partícula i até P
    rd=rand_non_zero(P,2)
    se f(rd(1)) < f(rd(2))
        seleciona P(rd(1))
    senão
        seleciona P(rd(2))
    fim
    rd(1)=0
    rd(2)=0
fim

fim

%retorna solução ótima

• x – vetor posição;
• v – vetor velocidade;
• i – iteração;
• rand – distribuição aleatória uniforme entre [0 ; 1] ou outro intervalo quando indicado;
• lb – limite fronteira inferior;
• ub – limite fronteira superior;
• Pbest – vetor melhor posição pessoal;
• Gbest – vetor melhor posição global;
•  $W_{1,2,3}$  – pesos de inércia, memória e cooperação;
• rand_non_zero – amostra aleatória não nula

```

Depois de concluída a construção do algoritmo, este foi validado para problemas de otimização típicos como o *Rosenbrock*, *Alpine* e *Sphere*. Os resultados foram comparados com os obtidos por vários autores e conclui-se que o teste teve sucesso.

Passou-se então à otimização do problema do presente caso-estudo com os seguintes parâmetros para o EPSO:

- População – 24 partículas
- Iterações – 10 iterações

O melhor valor obtido para o custo energético diário foi $\rightarrow C=4,6435 \text{ €}$. Comparando com o valor de controlo normal, este método de otimização conseguiu minimizar o custo energético diário, pelo que se mostra que a otimização com EPSO implementado teve sucesso.

Com os valores obtidos para B com o PSO, obtém-se o seguinte diagrama energético diário para a habitação caso-estudo:

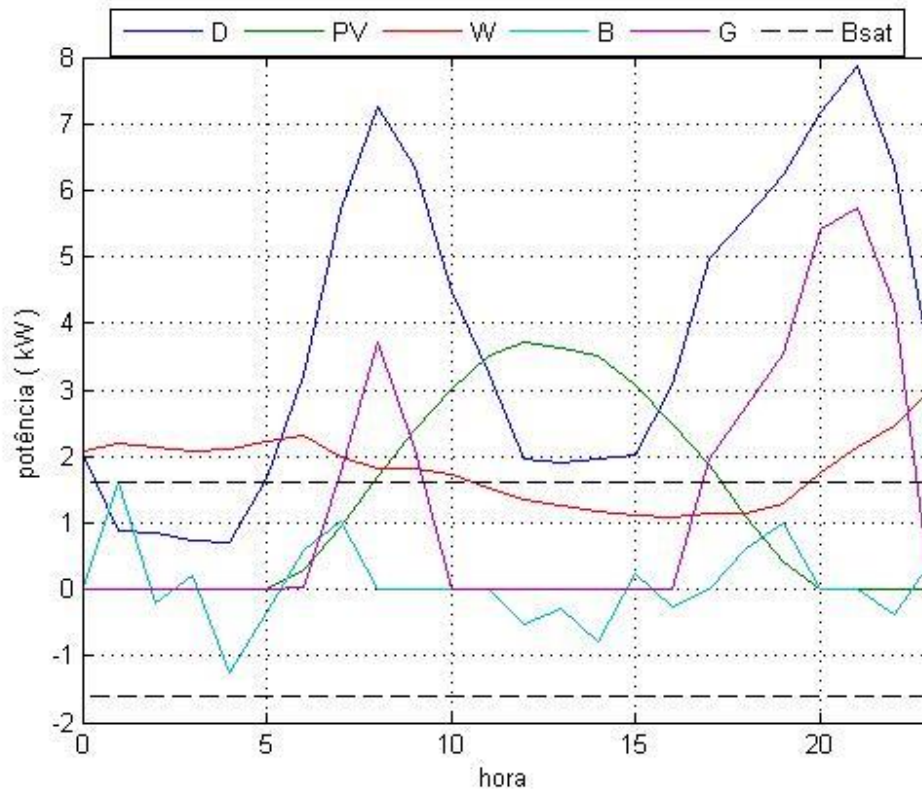


Gráfico 4.13 – Digrama energético diário obtido com otimização por EPSO. Novamente pode-se verificar que a potência consumida da rede pública é nula ou relativamente baixa quando a carga atinge valores mais baixos, seguindo o padrão das restantes otimizações. Os níveis de carga e descarga do EES nunca ultrapassam os limites delineados a tracejado preto e a curva G nunca toma valores negativos, o que significa que as restrições são respeitadas.

E ainda se obtém a curva de SOC abaixo:

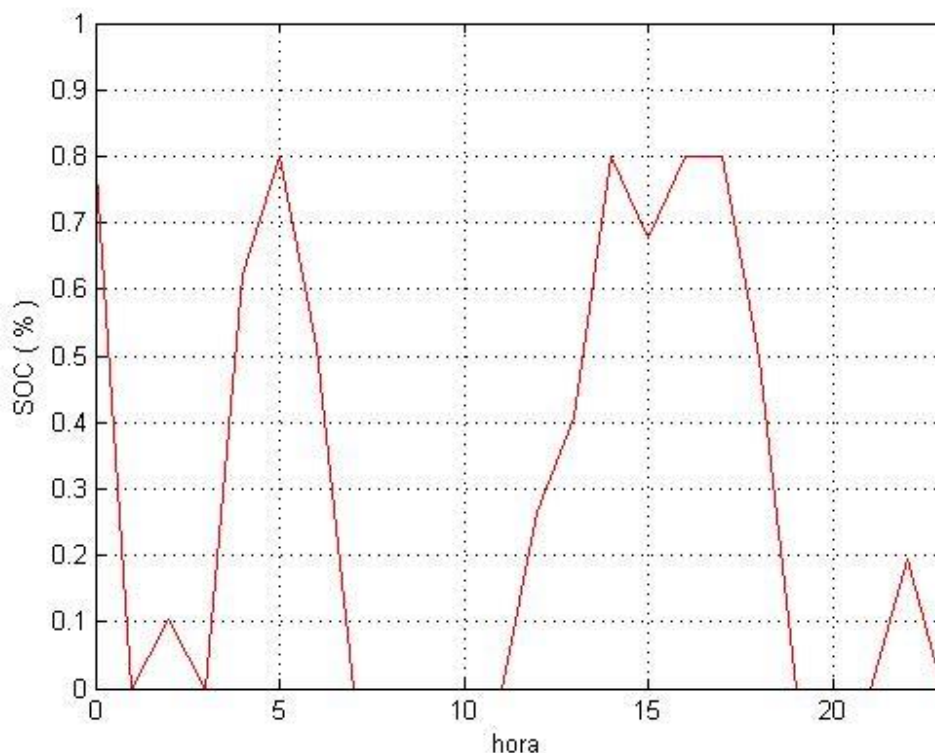


Gráfico 4.14 – Curva SOC obtida com otimização por EPSO. Pode-se verificar que existe um longo período de carga nas horas de maior geração FV.

4.2.6 Comparação entre métodos de otimização

Os três métodos de otimização apresentados tiveram performances diferentes para a função objetivo do caso-estudo e inclusive valores diferentes.

Como já referido os métodos heurísticos ou não deterministas, por vezes não encontram a melhor solução global, apenas uma aproximação, no entanto devido à sua natureza aleatória o mesmo método pode nem retornar o mesmo valor 2x seguidas sob as mesmas condições, o que acontece mais frequentemente em métodos mais instáveis como o GA. Devido a isto, foi construída uma função que corre um método de otimização num determinado número de vezes e retorna o melhor valor encontrado com as respetivas variáveis de decisão em todas as “corridas”. Os melhores valores encontrados para cada um dos métodos foram apresentados nas secções anteriores.

De forma a concluir a veracidade dos valores encontrados foram também utilizados outros métodos de otimização, nomeadamente o *Simulated Annealing* (SA) da *Toolbox* do Matlab® R2012a e o *Solver* (SO) do Excel® com o método evolucionário e GRG não linear.

Os valores obtidos para a f.o. em todos os métodos de otimização utilizados encontram-se na seguinte tabela:

Tabela 4.6 – Valores de custo energético diário.

método	C (€)
GA	4,6523
PSO	4,6435
EPSO	4,6435
SA	4,6603
SO	4,6435

Como é possível verificar pela tabela acima, os métodos usados como comparação ao uso dos métodos propostos neste caso-estudo comprovam os mínimos obtidos para a f.o. Sendo assim conclui-se que o mínimo global da f.o. nas condições de geração e consumo do problema é de 4,6435 €.

Os melhores resultados obtidos foram para os métodos de PSO e EPSO com o *Solver* a comprovar.

Para além do PSO e do EPSO obterem o melhor valor, foram os métodos mais rápidos a convergir, com tempos na ordem de 0,0596 s e 0,1071 s respetivamente para 10 iterações máximas, facto que já era esperado. O GA demora alguns segundos a poucos minutos a convergir em centenas de iterações e o SA pode mesmo demorar vários minutos até convergir, bem como o *Solver* evolucionário, os quais foram necessárias milhares de iterações.

Nas figuras seguintes são apresentados os gráficos de desempenho para cada um dos métodos utilizados, excetuando o *Solver* por não ser possível obter o gráfico de desempenho. Estes gráficos representam a progressão do método em direção ao ótimo encontrado, apresentando o valor da f.o. a cada iteração.

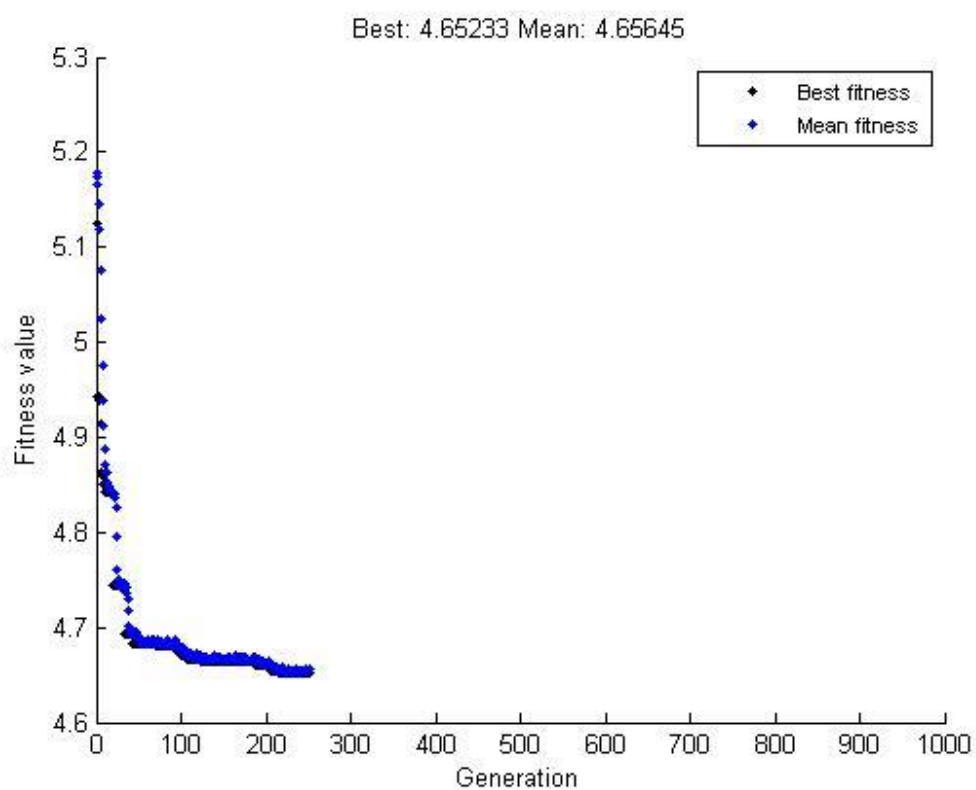


Gráfico 4.15 – Desempenho do GA.

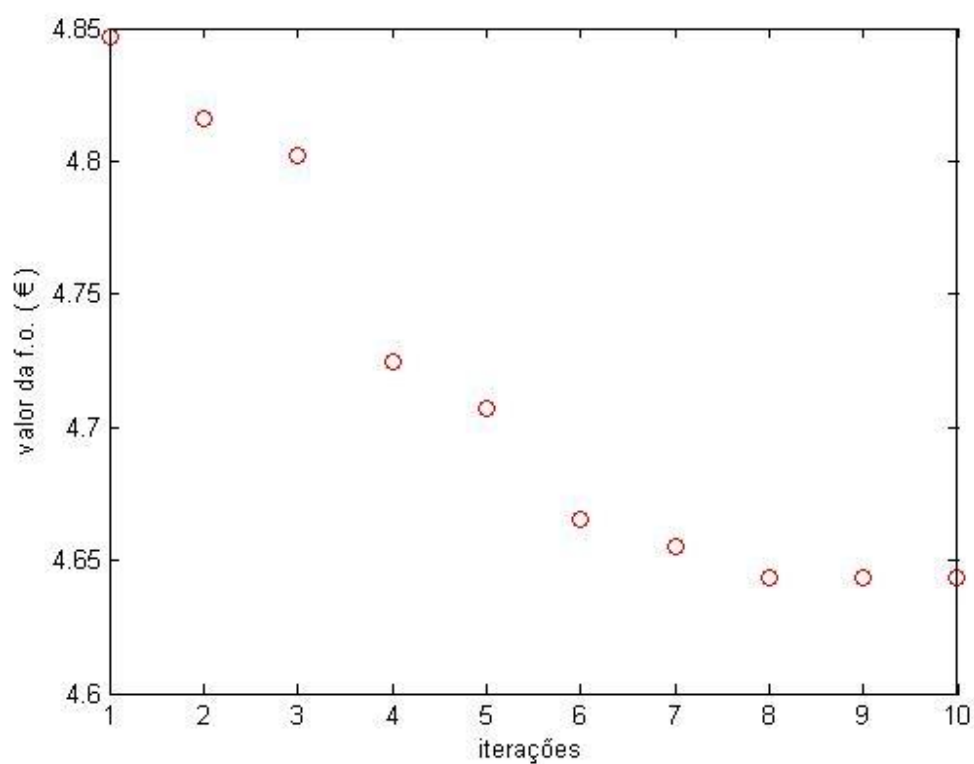


Gráfico 4.16— Desempenho do PSO.

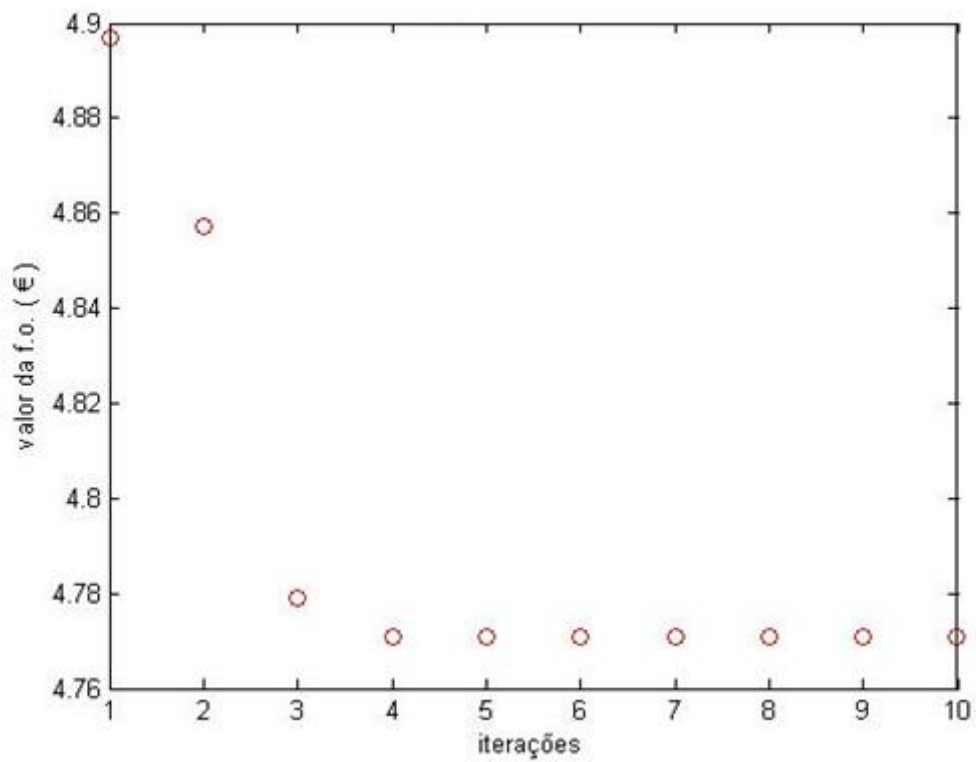


Gráfico 4.17– Desempenho do EPSO.

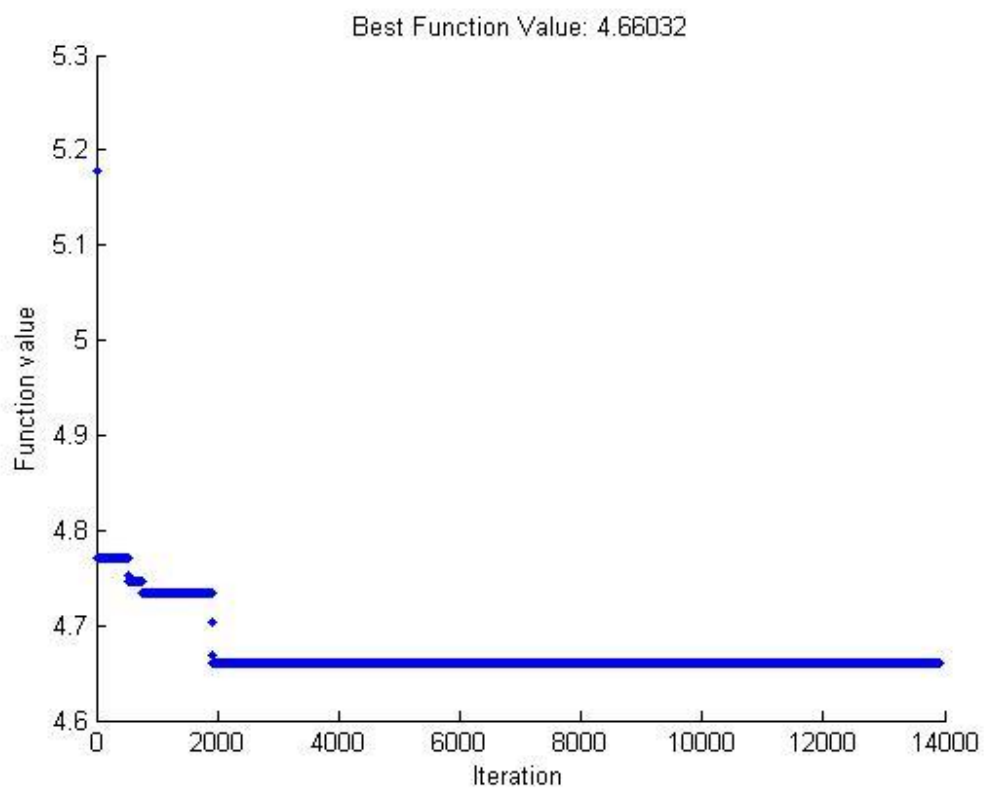


Gráfico 4.18– Desempenho do SA.

Como se pode verificar pelos gráficos, os métodos PSO e EPSO mostram ser os métodos com melhor desempenho e mais eficientes.

Conclui-se assim a superioridade de eficácia e eficiência do PSO e EPSO na busca de uma solução ótima relativamente aos outros métodos, tal como mencionado pelas diversas fontes que foram referidas na descrição de cada um destes métodos.

Apesar do PSO ser mais rápido a terminar o processo que o EPSO para o mesmo número de iterações, o PSO necessita de mais iterações para convergir, como é possível verificar pelos gráficos de desempenho dos respetivos métodos. Isto comprova que o EPSO é mais eficiente que o PSO na maioria dos casos, tal como mencionado por [20, 27-28], o que se deve às estratégias auto-adaptativas do EPSO.

É de referir também que o PSO e EPSO são métodos bastante estáveis e robustos, visto que quase sempre encontram o mesmo valor e o qual é o ótimo global.

4.3 - Síntese de resultados

Nesta secção são apresentados os resultados com maior relevância para o caso-estudo deste capítulo, bem como algumas conclusões.

O objetivo neste capítulo era apresentar um modelo de controlo ótimo para a habitação caso-estudo de forma a minimizar o custo relacionado com o consumo diário de energia elétrica. Após apresentação da estratégia de controlo foi apresentado o modelo de controlo ótimo o qual pode ser usado por diversos métodos de otimização não linear.

Foram obtidos resultados do custo energético num dado dia sem qualquer tipo de controlo de controlo, caso que se denomina por “s/ controlo”; resultados quando a estratégia de controlo é aplicada caso que se denomina por “c/ controlo”; e por fim resultados do controlo ótimo recorrendo ao método EPSO, sendo este caso denominado por “controlo opt”. Na tabela abaixo são apresentados os resultados referidos anteriormente:

Tabela 4.7 – Valores de custo energético diário para os vários casos.

caso	C (€)
s/ controlo	12,9765
c/ controlo	4,7709
controlo opt	4,6435

Como é possível verificar, houve uma descida muita significativa no custo energético diário com a aplicação da estratégia de controlo. Isto deve-se ao facto de a casa passar a consumir energia proveniente das fontes energéticas endógenas e do sistema de armazenamento prioritariamente, em vez de consumir energia exclusivamente da rede

pública, a qual passa a ver o seu fornecimento dependente das disponibilidades dos geradores e armazenamento da própria casa.

Com a aplicação de otimização na estratégia de controlo, o chamado controlo ótimo, consegue-se reduzir ainda mais o valor do custo energético diário, embora que muito ligeiramente, neste caso. Porém o controlo ótimo aplicado neste caso-estudo mostra ter sucesso, podendo ser aplicado a qualquer outro.

Um controlo ótimo recorrendo ao método de otimização EPSO, mostrou ser o mais efetivo e eficiente, pelos resultados obtidos na minimização do custo e pela rapidez do processo.

Capítulo 5 - Geração Distribuída

Introdução

Neste capítulo é feito um pequeno *review* sobre o impacto da geração distribuída (GD) no SEE com maior enfoque nas redes de distribuição (RD).

Será apresentada uma introdução ao tema, uma definição de GD aceite pela comunidade científica, as suas vantagens e desvantagens bem como o paradigma atual e futuro e soluções para a problemática.

5.1 - Prelúdio

A estrutura do SEE divide-se em três grandes setores, estes são a geração, a transmissão e a distribuição de energia. Tradicionalmente esta estrutura assenta sobre uma base hierarquizada e unidirecional que se inicia na geração e termina nas cargas presentes no setor da distribuição, ou seja, a energia elétrica é produzida nas grandes centrais geradoras convencionais, é transportada e distribuída junto dos centros de consumo.

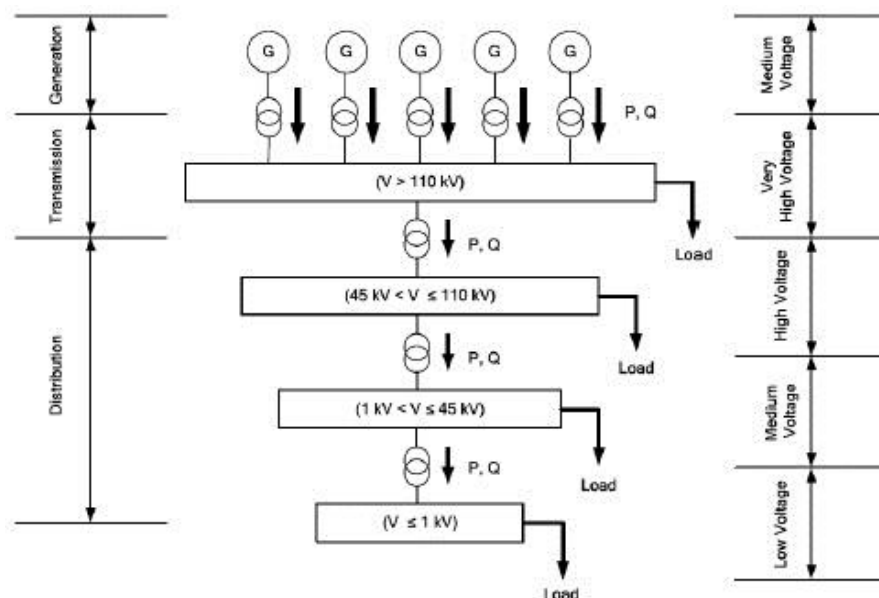


Fig. 5.1 — Estrutura hierarquizada do SEE tradicional. Como se pode verificar a potência segue apenas uma direção, da geração ao consumo.

Todo o processo é possível de ser controlado de uma forma centralizada pelo operador de sistema (OS), o qual conhece as capacidades de geração e ajusta-as de forma a obter um despacho ótimo do ponto de vista económico consoante as necessidades de consumo, as quais são bastante previsíveis.

Perante um aumento significativo do número de cargas, torna-se necessário reforçar as infraestruturas em todos os setores do SEE para dar continuidade ao serviço de fornecimento energético. No entanto reforçar o SEE pode ser muito dispendioso economicamente e ambientalmente.

A crescente preocupação ambiental, energética e também financeira tem induzido desde há décadas atrás à investigação, desenvolvimento e proliferação de fontes energéticas alternativas e mais recentemente à reformulação da estrutura do SEE.

Com o desenvolvimento das fontes de geração renováveis e políticas energéticas de incentivo ao investimento nestas tecnologias, tem-se registado um aumento anual significativo da presença destas tecnologias no SEE e uma maior contribuição para o mix energético.

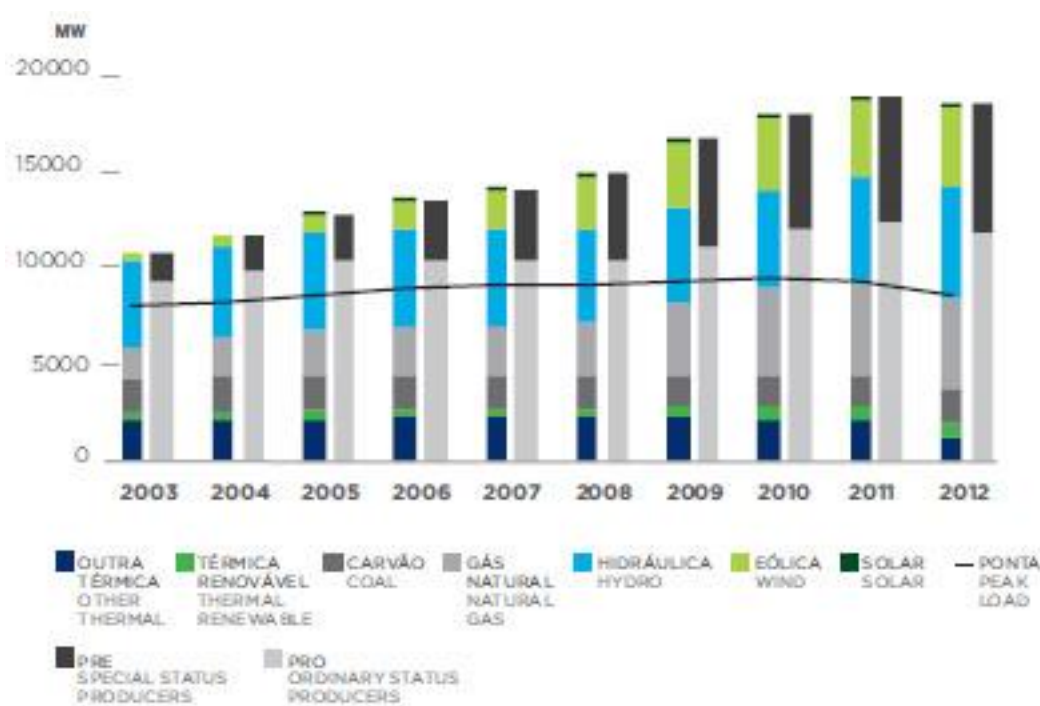


Fig. 5.2 – Evolução anual da potência instalada na última década [1]. Como se pode verificar o aumento das PRE's têm estagnado e até diminuído as fontes convencionais.

Claro está que a maior parte da potência instalada em PRE's encontra-se em grandes centrais de produção ligadas à rede de transporte e como tal tem de ser mais ou menos controladas pelo OS no que respeita ao controlo dos níveis de V, por injeção de potência reativa (Q) e ao controlo de frequência. No entanto, na maioria dos casos até ao momento, estas grandes centrais continuam a ser intermitentes relativamente à potência útil gerada (P), por serem dependentes das disponibilidades meteorológicas as quais são de difícil previsão, o que causa uma dificuldade extrema de integração destas centrais no despacho económico e no mercado intradiário [2-3], sendo a sua utilidade limitada.

Existem diversos estudos realizados e soluções já implementadas em grandes centrais para melhorar a integração das PRE's, mas tal tema apenas será discutido mais à frente.

Os incentivos à utilização de tecnologias de geração renovável de energia expandiram-se também para pequenas escalas criando dois grupos novos de produtores os mini e os micro produtores, os quais na maioria dos casos são também consumidores finais, que tem nas suas instalações de utilização grupos geradores ligados à rede com capacidade de alguns W até poucos MW. São estes os grupos que fazem parte da GD.

5.2 - Definição

A geração distribuída é a geração de energia, normalmente através de fontes renováveis ou convencionais de elevada eficiência (e.g. cogeração (CHP), microturbinas) em que os geradores são acoplados junto das cargas, na rede de distribuição em baixa ou média tensão.

Isto significa que a energia que é gerada nesses pontos pode ser imediatamente consumida pelas cargas dessa rede sem ter que passar pela rede de transporte. Outro facto que se verifica é que na rede de distribuição passa a haver injeção de energia em vez de absorção apenas como no modelo tradicional do SEE, o que altera esta estrutura unidirecional para bidirecional.

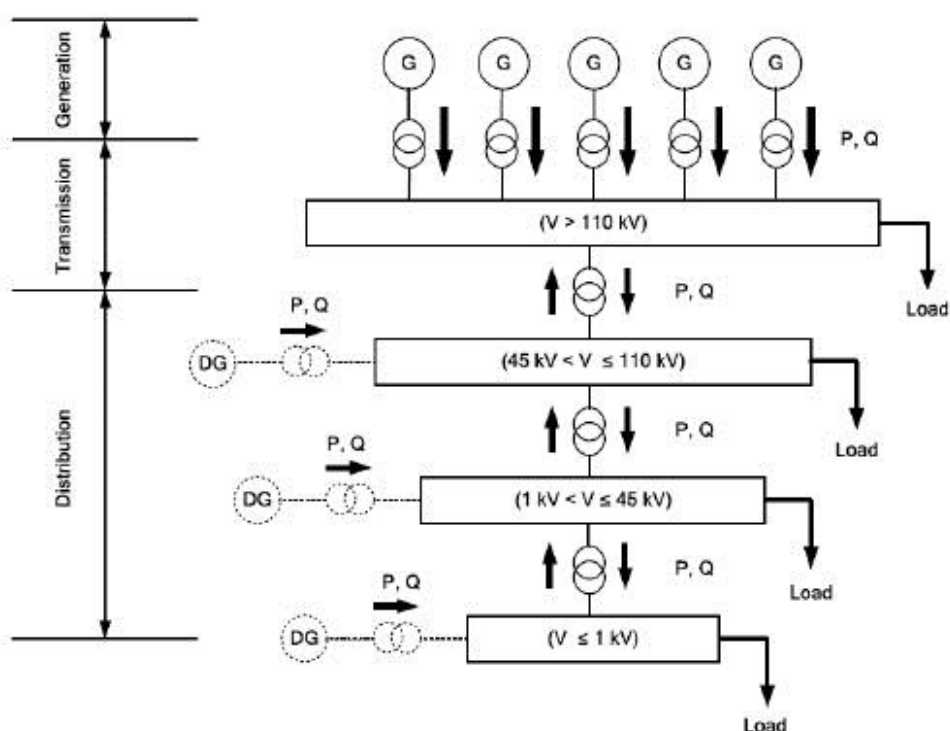


Fig. 5.3 – SEE com GD (DG na figura) na rede de distribuição. Como se pode verificar a potência é bidirecional.

Pelas palavras de T.Ackermann *et al.* “Geração distribuída é uma fonte de potência elétrica diretamente ligada à rede de distribuição ou ao contador do lado do consumidor.” [4].

5.3 - Impacto nas redes

A presença de GD nas redes de distribuição atualmente tem impactos positivos mas também negativos principalmente a nível da exploração.

Nesta secção serão tratados os aspetos positivos e negativos da presença de GD no SEE em geral.

5.3.1 Aspetos positivos

A exploração de GD acessível ao consumidor final veio impulsionar o mercado internacional a investir nas tecnologias inerentes à GD, o que criou inúmeros postos de trabalho na fabricação e instalação das tecnologias, mas também veio apelar à sensibilização da sociedade para a problemática ambiental levando a iniciativas de uso mais eficiente de energia e aceitação das tecnologias de energia alternativa.

O consumidor final viu aberto mais um ponto de investimento rentável, investimento esse que tinha incentivos do estado até há pouco tempo e que é remunerado com uma tarifa de venda de energia à companhia de distribuição (tarifa *feed-in*), a qual é obrigada a comprar toda a energia que é injetada pelo pequeno produtor. Tal tarifa de venda baseia-se em custos evitados, nomeadamente em reforço de potência, custos de exploração e créditos de emissão de CO₂. Com isto, as companhias elétricas também beneficiam economicamente com a GD.

Do ponto de vista técnico a GD também traz vantagens ao SEE em global, devido à sua proximidade dos centros de consumo, estes podem ver uma parte da sua necessidade a ser satisfeita localmente, o que permite ao setor de geração aliviar a sua capacidade diminuindo os custos de geração. Consequentemente, o transporte de energia até à rede de distribuição também vai ser menor, o que reduz as perdas na rede de transporte e descongestiona as linhas, diminuindo assim os custos de exploração no setor da transmissão. A GD pode também contribuir para a redução do pico do diagrama de cargas.

Relativamente à estabilidade do sistema, a penetração de GD nas redes de distribuição, em determinada medida, aumenta a estabilidade em caso de defeito, segundo [5-6].

Do ponto de vista económico e de planeamento a médio e longo prazo a DG pode trazer vantagens, porque ao suportar parte das cargas evita que tenham quer ser feitos investimentos nos setores de geração e transmissão, respetivamente no reforço de potência e infraestruturas.

5.3.2 Aspetos negativos

Apesar de todos os aspetos positivos que a GD apresenta, atualmente esta acaba por ter um impacto muito negativo no SEE e que irá agravar-se caso não sejam tomadas medidas quanto ao seu uso.

O facto de atualmente a rede de distribuição não ser controlável nem monitorizada leva a que a GD também não o seja, complicando a tarefa do OS na hora de planear o despacho económico, pois esta entidade desconhece a potência que está a ser injetada pela GD e a que realmente está a ser consumida pelas cargas.

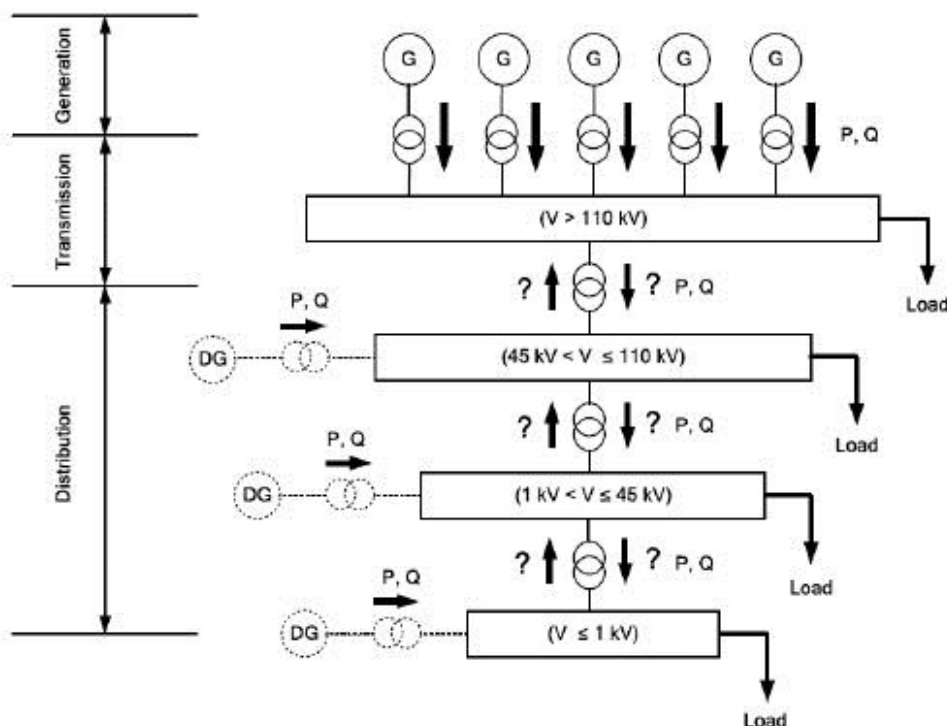


Fig. 5.4 – SEE com GD (DG na figura) na rede de distribuição. O trânsito de potências desconhecido leva a um mau planeamento por parte do OS.

Como não há controlo sobre a potência injetada pela GD, nem informação da sua magnitude e devido a ter de se manter a continuidade de serviço, a GD fica de fora do despacho económico tendo uma integração puramente passiva na rede elétrica, a qual se denomina por *fit and forget*, tornando assim a GD num recurso praticamente inutilizado. O grande problema desta integração passiva da GD é que a rede de distribuição fica congestionada pelo aumento de potência para o qual não está preparada.

O congestionamento leva a alterações nos valores nominais das grandezas elétricas devido ao aumento dos níveis de tensão nos pontos de injeção, o que deixa os limites técnicos mais suscetíveis de serem ultrapassados. Por muitas das fontes de GD serem renováveis e intermitentes, a rápida variação nos seus valores de geração leva a rápidas variações nos níveis de tensão o que provoca fenómenos transitórios como o efeito *Flicker* e até mesmo

Swells e *Deeps* de tensão, o que perturba a rede e nesse caso contribui para a sua instabilidade e para perda de qualidade de onda. Os harmónicos dos dispositivos de eletrónica de potência (e.g. inversores), aumento das perdas e da potência de curto-circuito são também um fator da integração descontrolada da GD.

A rede que por natureza é unidirecional e tem a sua aparelhagem de proteções desenhada nesse sentido depara-se com problemas de efetividade e seletividade quando a GD é integrada o que transforma a rede em bidirecional. As proteções são dimensionadas para potências de curto-circuito próximas da rede original, sendo a GD um fator de aumento da potência de curto-circuito, as proteções podem não ser devidamente eficazes, tendo de ser redimensionadas.

Posto tudo isto, a integração passiva da GD levará a perdas de qualidade de serviço.

A expansão contínua da rede de distribuição é uma solução para contrariar o sobredimensionamento, mas que acarreta investimentos elevados sem sentido visto a “inutilidade” da GD.

5.4 - Paradigma e soluções

A prospetiva da GD é o contínuo aumento da sua presença nas redes de distribuição.

Se continuar a haver um controlo passivo do setor da distribuição com a filosofia de *fit and forget* a ser seguida, todo o SEE terá de sofrer uma expansão da sua infraestrutura o que implica elevados custos, por um lado para suportar o crescimento da carga com reforço de potência no setor da geração e por outro para suportar a sobre-capacidade de geração da GD, tal como foi referido na secção anterior.

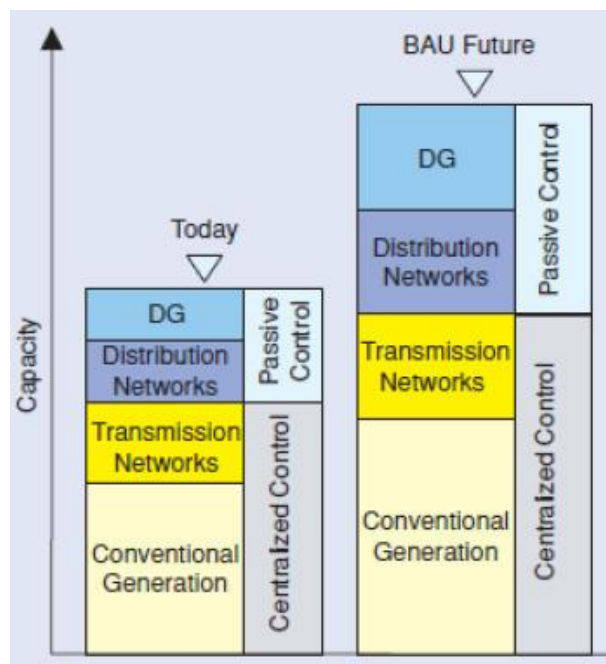


Fig. 5.5 – Paradigma *fit and forget*. Com o aumento da carga as estruturas de distribuição vão crescer e a capacidade de GD também, no entanto isso não impede o crescimento da estrutura de geração convencional.

Tendo em conta estes factos e a Diretiva 2010-31-EU da União Europeia, já mencionada na introdução ao capítulo anterior, a qual define que para 2020 todos os novos edifícios tem de ser nZEB, ou seja, os edifícios tem que gerar pelo menos a mesma quantidade de energia que consomem num ano; serão os nZEB uma mais-valia, ou uma caixa de Pandora?

Para contrariar os efeitos negativos da GD e enfrentar a problemática energética e ambiental inúmeros estudos foram já realizados e muitos casos práticos já existem.

O controlo da rede de distribuição torna-se fundamental e a base para a integração ativa da GD. Para além de monitorizados os níveis de consumo e geração, com o controlo é possível manobrar quais as fontes de GD que devem atuar ou não.

No entanto, a integração total destas tecnologias no despacho económico continua a ser difícil, pois a sua maioria é de fonte renovável como sol e vento, fontes que dependem das condições climáticas e como já referido são intermitentes, não oferecendo um nível fiável de potência. A solução passa por acoplar a estas fontes sistemas de armazenamento energético (GD+EES) com controlo local e central por parte do OS. A função do EES é suavizar as intermitências que causam as falhas de potência e os fenómenos transitórios e ainda fornecer energia quando necessário, assim é possível equilibrar as falhas das fontes, torná-las mais previsíveis e com potência constante à saída. O OS recebe informação da fonte GD, determina a potência que deve sair a cada momento e envia a ordem de despacho que tem de ser satisfeita.

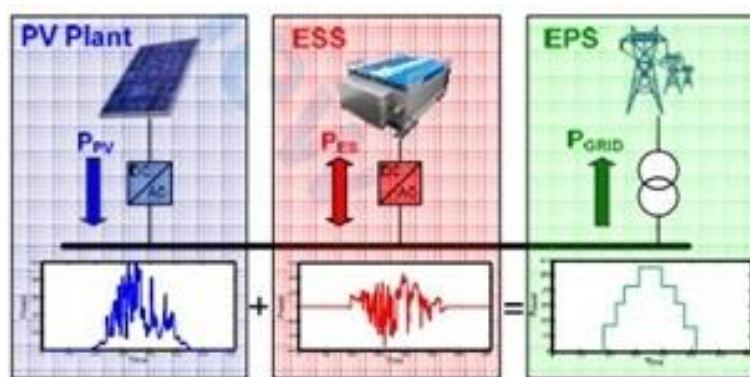


Fig. 5.6 — Representação gráfica de uma central PV+EES. Como é possível verificar o EES suaviza a intermitência do PV, sendo injetada na rede uma potência “limpa”.

Existem já em campo sistemas capazes de realizar esta tarefa, como o PPC (*Power Plant Controller*) da Green Power Tech, equipamento que o autor deste trabalho teve o prazer de desenvolver e auxiliar na implantação de projetos como a central PV de 200 MW de Mount Signal California, nos EUA e a central PV+EES em Búzios no Brasil. O PPC trata-se de um sistema de controlo local de planta com comunicação direta ao OS. O PPC recebe dados da planta, envia para o OS e recebe as suas ordens, processa toda a informação e atua na central para que esta se comporte como esperado pelo OS. Caso a planta esteja nos níveis pretendidos pelo OS, esta é integrada na rede elétrica.

Como o adequado controlo é possível utilizar a GD+EES para serviços como reserva e controlo de tensão e frequência.

No entanto há ainda um longo caminho até à integração total, por essa razão [2,3] apresentam os seus trabalhos em controlo ótimo das plantas PV+EES, em que pretendem com otimização para o dia seguinte e controlo preditivo, respetivamente, integrar as centrais PV no mercado intradiário. É de referir que os resultados mostraram-se satisfatórios.

Ações de gestão ativa de consumo (*Demand Side Management* - DSM) podem ajudar à melhor integração da GD. A DSM é um controlo feito diretamente na carga, em que é possível mudar o perfil do diagrama de cargas através de algumas técnicas, e.g. deslocação de carga no esquema horário ou colocar carga fora de serviço temporariamente. Com a DSM é possível colocar parte da carga em sintonia com a GD, o que permite uma suavização do pico do diagrama de cargas [7], reduzindo os custos relacionados com os serviços de seguimento de carga.

Todas estas soluções contribuem para uma integração ativa da GD, o que retornará benefícios.

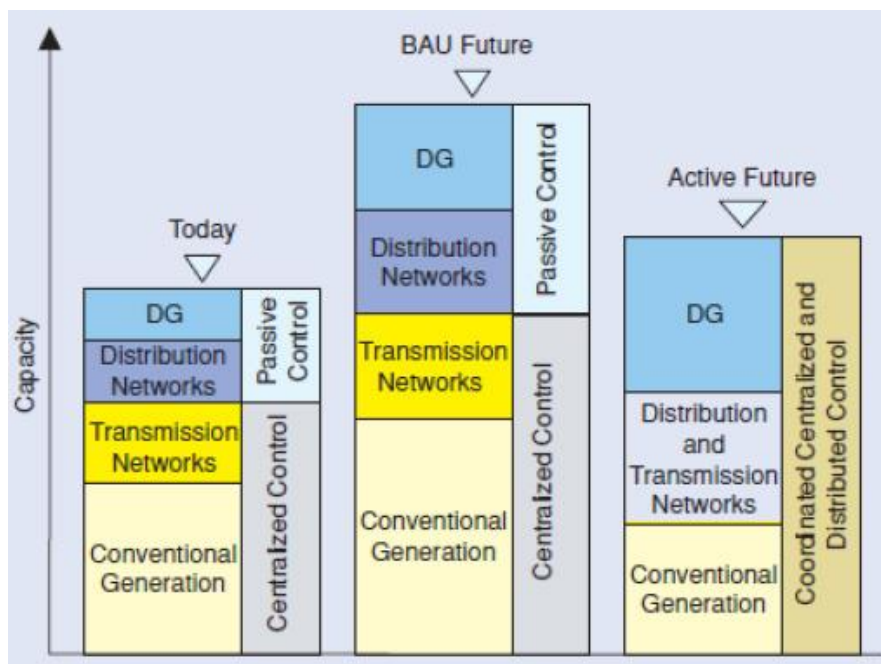


Fig. 5.7 – Evolução da GD consoante os paradigmas passivos (no meio) ou ativos (à direita). Caso se siga um controlo ativo da GD, será possível no futuro reduzir a capacidade de geração convencional e integrar a GD num SEE coordenado em toda a sua estrutura desde a geração ao consumo.

5.5 - Estudos futuros de GD

Perante o exposto ao longo deste capítulo era intenção do autor apresentar um estudo de impacto na rede de distribuição da habitação caso-estudo deste trabalho, mas ainda não é possível apresentar resultados pelo facto de o estudo estar numa fase inicial.

O objetivo do estudo é comparar o impacto na RD da habitação caso-estudo sem qualquer tipo de GD, a mesma habitação com o sistema GD por FV sem controlo e da mesma com a estratégia de controlo apresentada no capítulo anterior. São esperados resultados positivos no que respeita ao impacto do sistema controlado relativamente ao não controlado.



Fig. 5.8 — Visão de uma cidade do futuro, em que cada edifício tem a sua fonte energética e partilha-a na rede de distribuição ativa.

Conclusão

Neste trabalho de dissertação foram realizados vários estudos sobre o protótipo “Casas em Movimento”, entre os quais o dimensionamento e projeto da sua estrutura elétrica; o estudo de viabilidade técnico-económica e também ambiental de geração fotovoltaica endógena; o estudo de aplicação de um modelo de otimização de fluxos energéticos na habitação; e ainda a apresentação de um *review* de geração distribuída.

Dos estudos realizados, os mais relevantes foram sem dúvida o de geração fotovoltaica e o de otimização energética, os quais põem em evidência alguns aspetos interessantes como: ainda ser possível em Portugal instalar um sistema de micro-geração fotovoltaica com benefícios económicos o que contraria a ideia de inviabilidade devido à supressão dos incentivos e aumento do IVA, o facto de um sistema fotovoltaico em regime de micro-geração ter maior viabilidade económica que um sistema em regime de mini-geração para as mesmas condições, o projeto “Casas em Movimento” proporcionar maior viabilidade e benefícios económicos devido aos seus movimentos em torno do Sol, sendo as conclusões até agora relativas unicamente ao estudo de geração fotovoltaica; o modelo de otimização energética implementado proporciona uma redução da fatura energética para o utilizador final e diminui a dependência da rede, sendo de salientar que se este modelo fosse implementado numa grande parte dos edifícios de uma rede seria possível diminuir a atividade das centrais convencionais que alimenta essa rede e mesmo diminuir o pico de carga.

Abaixo encontram-se as principais conclusões relativas a cada um dos estudos realizados.

Projeto Elétrico

Neste estudo foi desenhada a estrutura elétrica da habitação caso-estudo de uma forma funcional e segura, através do dimensionamento e projeto de acordo com as indicações estipuladas nas RTIEBT, com as necessidades do utilizador e com o desenho arquitetónico.

Geração Fotovoltaica

Inicialmente foi efetuado um estudo técnico para o dimensionamento do sistema FV nos regimes de μG e mG . Posteriormente o estudo económico revelou que o sistema FV em regime de μG apresenta maior viabilidade económica do que o de mG em geral, excepto no VAL dos cenários 3) e 4) onde há um ligeiro ganho no regime de mG , mas os restantes indicadores continuam a ser significativamente inferiores em termos de qualidade (ver subcapítulo 3.1 para informação sobre os cenários de movimentação da habitação caso-estudo e 3.2.5 para resultados económicos).

Devido às melhores garantias do regime de μG decidiu-se prosseguir no sentido de implementar o sistema FV dimensionado para tal regime.

Dimensionou-se e projetou-se a estrutura do sistema FV do ponto de vista elétrico, cumprindo com as indicações presentes na normativa internacional IEC 60364-7-712.

Foi realizada uma análise ambiental sobre o impacto da instalação do sistema FV, tendo-se obtido resultados bastante satisfatórios relativamente às referências.

Com o intuito de apoio à decisão no dimensionamento dos sistemas FV, foi desenvolvido um modelo de otimização que determina o número de painéis FV a instalar num determinado local consoante restrições de potência e área. Os resultados obtidos foram iguais aos determinados aquando do dimensionamento do sistema no início do estudo, permitindo concluir que o modelo criado é funcional.

Otimização Energética

Utilizando a habitação de caso-estudo já com o seu sistema FV definido, adicionou-se um sistema de geração eólica e ainda um sistema de armazenamento (edifício tipo PV+W+EES) e definiu-se um perfil de carga. Foi então proposta uma estratégia de controlo de fluxos energéticos para o caso-estudo e criado o respetivo modelo, tendo-se verificado uma redução muito significativa no custo da energia que era consumida da rede, comparativamente ao mesmo sistema a consumir 100% da rede, diminuindo assim a dependência da rede.

Fazendo uso da mesma estratégia de controlo, criou-se um modelo de otimização para diminuir o custo de consumo e verificou-se que a aplicação das ferramentas de otimização ao modelo de controlo permite diminuir ainda mais a fatura energética. Das ferramentas de otimização utilizadas, nomeadamente GA, PSO, EPSO e SA, verificou-se que a EPSO é a ferramenta com melhor performance para este problema, ou seja, a mais rápida a obter os resultados e a mais constante nos valores encontrados.

É de referir ainda que os modelos de controlo e controlo ótimo propostos podem ser aplicados a qualquer edifício do tipo.

Geração Distribuída

Com o *review* realizado foi possível verificar que a GD é uma forma de obter energia com potencial enorme, no entanto necessita de ser controlada para que realmente seja viável a sua utilização, o que implica uma remodelação do conceito e da estrutura do SEE.

Verificou-se também que a utilização de sistemas de armazenamento em conjunto com a GD (DG+EES) ajuda na integração e promove a estabilidade do sistema.

Linhas futuras

A partir do trabalho desenvolvido na presente tese planeiam-se as seguintes linhas de investigação futuras:

- Prosseguir com o desenvolvimento do controlo ótimo da habitação, incluindo mais variáveis de controlo como a própria carga (*Demand Side Management*);
- Otimização da inter-relação de habitações do mesmo tipo que a anterior, quando conectadas numa mesma rede;
- Estudo de impacto na rede de distribuição de edifícios do tipo PV+W+EES sob os modelos de otimização energética desenvolvidos.

Referências

Geração Fotovoltaica

- [1] Definição de Zénite, Disponível em <http://en.wikipedia.org/wiki/Zenith>.
- [2] Definição de Azimute, Disponível em <http://en.wikipedia.org/wiki/Azimuth>.
- [3] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), Disponível em <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>, Acesso em 15 Mar.2013.
- [4] C. Monteiro, “Irradiação Solar”, em Energia Solar Fotovoltaica, FEUP, Porto, pp. 37-38.
- [5] DL 118-A/2010, Disponível em http://www.renovaveisnagora.pt/c/document_library/get_file?uuid=db01a1f3-4943-408c-bdc4-923b58f617f4&groupId=13360, Acesso em 14 Mar.2013.
- [6] DL 118-A/2010, Disponível em <http://dre.pt/pdf1sdip/2011/03/04700/0131601325.pdf>, Acesso em 14 Mar.2013.
- [7] R. Castro, “Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução à Energia Fotovoltaica”, IST, Lisboa, 2008, pp. 48.
- [8] L. Castanheira, “Sistemas Fotovoltaicos 2”, em Energia e Desenvolvimento Sustentável, DEE-ISEP, Porto, 2009, pp. 5.
- [9] SMA Ibéria Tecnologia Solar, S.L.U., “desenho de instalações fotovoltaicas - três passos para o êxito”, Renováveis Mag., no.11, pp. 54, Jun, 2012.
- [10] V. Miranda, “Tópicos de Matemática Financeira - para Aplicação em Gestão de Energia,” vol. 2006. INESC Porto, Porto, pp. 1-11, 2006.
- [11] R. Castro, “Introdução à avaliação económica de investimentos,” IST, Lisboa, vol. 2008, 2009.
- [12] L. Castanheira, “Avaliação Económica de Investimentos”, em Energia e Desenvolvimento Sustentável, DEE-ISEP, Porto, 2009, pp. 4.
- [13] A. Matos; “Apontamentos de Análise Numérica”, FEUP, Porto, 2005
- [14] X. Yang, “*Introduction to mathematical optimization: from linear programming to metaheuristics*”, Cambridge: Cambridge International Science Publishing, 2008, p. 152.

- [15] DL 34 /2011, Disponível em http://www.mibel.com/index.php?mod=documentos&mem=descargar&fichero=documentos_DL_34_2011_bbc05e73.pdf, Acesso em 14 Mar.2013.
- [16] Certiel, “Guia Prático de Instalações de Microprodução”, Disponível em <https://www.certiel.pt/web/certiel/guia-pratico-da-microproducao>, Acesso em 20 Mar.2013, 2011.
- [17] J. N. Santos, “TABELAS , REGRAS E DADOS DIVERSOS (Para o Dimensionamento de Canalizações Eléctricas)”, FEUP, Porto, 2009.
- [18] IST, DGS, ALTENER, E.U., “*Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projeto e instalação*”, 2004.
- [19] F. Jackson and G. Dragon, “*Planning and installing Photovoltaic Systems*”, London, 2007.
- [20] Hager Sistemas, “Protección contra sobretensiones dossier”, Newsletter, Mayo, 2013.
- [21] GEE, Disponível em http://pt.wikipedia.org/wiki/Gases_do_efeito_estufa, Acesso em 26 Mar.2013.
- [22] E. Nieuwlaar, E. Alsema, “Energy pay-back time (EPBT) and CO2 mitigation potential”, Environmental Aspects of PV Power Systems, IEA ..., pp. 4-9, 1997.
- [23] T. Surek and C. Cameron, “Energy Payback: Clean Energy from PV”, *PV FAQs*, NREL/Sandia, pp. 3-4, 1999.
- [24] E. Alsema, “Energy payback time and CO2 emissions of PV systems”, Progress in photovoltaics: research and ..., vol. 25, no. June 1999, pp. 17-25, 2000.
- [25] V. Fthenakis and E. Alsema, “Photovoltaics energy payback times, greenhouse gas emissions and external costs: 2004-early 2005 status”, Progress in photovoltaics: research ..., pp. 275-280, 2006.
- [26] B. Gaiddon and M. Jedliczka, “Compared assessment of selected environmental indicators of photovoltaic electricity in OECD cities - IEA PVPS Task 10, Activity 4.4 - Report IEA-PVPS T10-01:2006”, IEA, May, 2006.
- [27] E. Alsema, M.J.de Wild-Scholten, The real environmental impacts of crystalline silicon PV modules: an analysis based on up-to-date manufacturers data, in : 20th European PV Solar Conference, Barcelona, 2005.
- [28] REN, “DADOS Técnicos”, Disponível em <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/DadosTecnico.aspx>, Acesso em 1 Abr. 2013, Lisboa, 2012.

Otimização Energética

- [1] E. Commission, “Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings (recast)”, *Official Journal of the European Union*, L153 of, pp. 13-35, 2010.
- [2] I. Sartori, A. Napolitano, A. Marszal, and S. Pless, “Criteria for definition of net zero energy buildings”, 2010.
- [3] I. Sartori, I. Andresen, and T. Dokka, “ZEB Definition: Assessing the Implications for Design”, pp. 191-202, 2010.
- [4] A. J. Marszal, et al., “Zero Energy Building - A review of definitions and calculation methodologies”, *Energy and Buildings*, vol. 43, no. 4, pp. 971-979, Apr. 2011.
- [5] J. Salom, J. Widén, and J. Candanedo, “Understanding Net Zero Energy Buildings: evaluation of load matching and grid interaction indicators”, *Twelfth International ...*, vol. 6, pp. 14-16, 2011.
- [6] T. Ackermann, “*Wind power in power systems*”, 2006.
- [7] E. Hau, “*Wind Turbines - Fundamentals, Technologies, Application, Economics*”, 2nd ed. Munich: Springer, 2005.
- [8] R. Castro, “Introdução à energia eólica”, *IST, Lisboa*, vol. 2003, no. edição 1, 2007.
- [9] H. B. S. Segundo, “Energy storage systems integration into PV power plants”, UPC, Barcelona, 2011.
- [10] P. Gifford., “Life After Death? Reclamation, Recycling and Re-Use of Propulsion Battery Packs”, in Plug-Volt webinar, New York, 2012.
- [11] H. Beltran and E. Bilbao, “Evaluation of Storage Energy Requirements for Constant Production in PV Power Plants”, *Industrial Electronics, IEEE*, p. 8, 2012.
- [12] E. Perez, H. Beltran, N. Aparicio, and P. Rodriguez, “Predictive Power Control for PV Plants With Energy Storage”, *Sustainable Energy, IEEE*, p. 9, 2012.
- [13] N. Gatsis, S. Member, and G. B. Giannakis, “Residential Load Control: Distributed Scheduling and Convergence with Lost AMI Messages”, *Smart Grid, IEEE*, vol. 3, no. 2, pp. 770-786, 2012.
- [14] Y. Guo, “Optimal Power Management of Residential Customers in the Smart Grid”, *Parallel and Distributed Systems, IEEE*, vol. 23, no. 9, 2012.

- [15] A. M. Urkiola, “Metodología de aplicación de la optimización para el aumento de la eficiencia energética en las redes de distribución de baja tensión”, Mondragon Unibertsitatea, 2011.
- [16] X. Yang, “*Introduction to mathematical optimization: from linear programming to metaheuristics*”, Cambridge: Cambridge International Science Publishing, 2008, p. 152.
- [17] JAN A. SNYMAN, “*PRACTICAL MATHEMATICAL: An Introduction to Basic Optimization Theory and Classical and New Gradient-Based Algorithms*”, Pretoria, Springer, 2005, p. 72.
- [18] S. Soliman and A. Mantawy, “Modern Optimization Techniques with Applications in Electric Power Systems”, Cairo, Springer.
- [19] A. Alves da Silva and D. Falcão in “Fundamentals of Genetic Algorithm”, K. Lee and M. El-Sharkawi, “*Modern heuristic optimization techniques: theory and applications to power systems*”. 2008.
- [20] V. Miranda, “*C O M P U T A Ç Ã O E V O L U C I O N Á R I A : U M A I N T R O D U Ç Ã O*”, Porto, INESC Porto, 2005, pp. 0-73.
- [21] K.A. DeJong, “Analysis of the behavior of a class of genetic adaptive systems”, Ph.D. Thesis, Department of Computer and Communication Sciences, University of Michigan, 1975.
- [22] A. E. Eiben, R. Hinterding, and Z. Michalewicz, “Parameter control in evolutionary algorithms”, *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 3, no. 2, pp. 124-141, Jul. 1999.
- [23] J. Kennedy and R. Eberhart, “Particle swarm optimization”, *Proceedings of ICNN’95 - International Conference on Neural Networks*, vol. 4, pp. 1942-1948, 1995.
- [24] Y. Fukuyama in “Fundamentals of Particle Swarm Optimization”, K. Lee and M. El-Sharkawi, “*Modern heuristic optimization techniques: theory and applications to power systems*”. 2008.
- [25] R. Hassan, B. Cohanin, O. De Weck, and G. Venter, “A comparison of particle swarm optimization and the genetic algorithm”, *Design Optimization*, Cambridge, MIT, American Institute of Aeronautics and Astronautics, pp. 1-13, 2005.
- [26] Y. Shi and R. Eberhart, “A modified particle swarm optimizer”, *1998 IEEE International Conference on Evolutionary Computation Proceedings. IEEE World Congress on Computational Intelligence (Cat. No.98TH8360)*, pp. 69-73.

- [27] V. Miranda and N. Fonseca, "New evolutionary particle swarm algorithm (EPSO) applied to voltage/VAR control", Porto, INESC, 2002.
- [28] V. Miranda and N. Fonseca, "EPSO-evolutionary particle swarm optimization, a new algorithm with applications in power systems", ... *and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE ...*, 2002.
- [29] V.Miranda in "Hybrid Systems", K. Lee and M. El-Sharkawi, "*Modern heuristic optimization techniques: theory and applications to power systems*". 2008
- [30] P.-H. Chen, "Pumped-Storage Scheduling Using Evolutionary Particle Swarm Optimization", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no. 1, pp. 294-301, Mar. 2008.

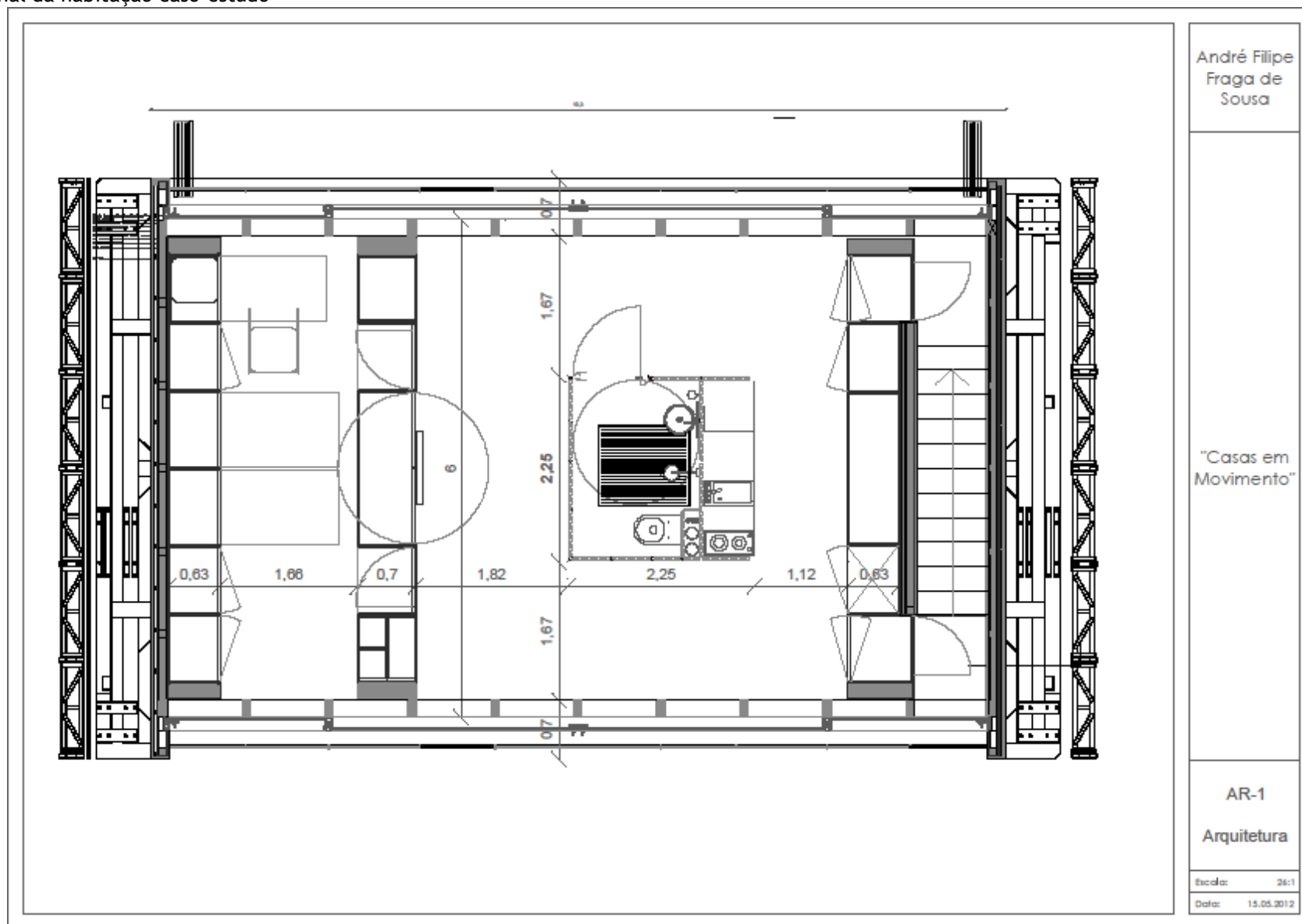
Geração Distribuída

- [1] REN, “DADOS Técnicos”, Disponível em <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoTecnica/Paginas/DadosTecnicos.aspx>, Acesso em 1 Abr. 2013, Lisboa, 2012.
- [2] H. Beltran and E. Bilbao, “Evaluation of Storage Energy Requirements for Constant Production in PV Power Plants”, *Industrial Electronics, IEEE*, p. 8, 2012.
- [3] E. Perez, H. Beltran, N. Aparicio, and P. Rodriguez, “Predictive Power Control for PV Plants With Energy Storage”, *Sustainable Energy, IEEE*, p. 9, 2012.
- [4] T. Ackermann, G. Andersson, and L. Söder, “Distributed generation: a definition”, *Electric Power Systems Research*, vol. 57, no. 3, pp. 195-204, Apr. 2001.
- [5] A. Srivastava, “Impact of Distributed Generations With Energy Storage Devices on the Electric Grid”, *Systems Journal, IEEE*, vol. 6, no. 1, pp. 110-117, 2012.
- [6] A. A. Kumar, “Technical and economic impacts of distributed generators and energy storage devices on the electric grid”, M.S. thesis, Dept. Electr. Comput. Eng., Mississippi State Univ., Starkville, 2008.
- [7] T. Logenthiran, “Demand side management in smart grid using heuristic optimization”, *Smart Grid, IEEE ...*, vol. 3, no. 3, pp. 1244-1252, 2012

Anexos

AR-1

Corte longitudinal da habitação caso-estudo



AR-2

Corte transversal da habitação caso-estudo

André
Filipe
Fraga de
Sousa

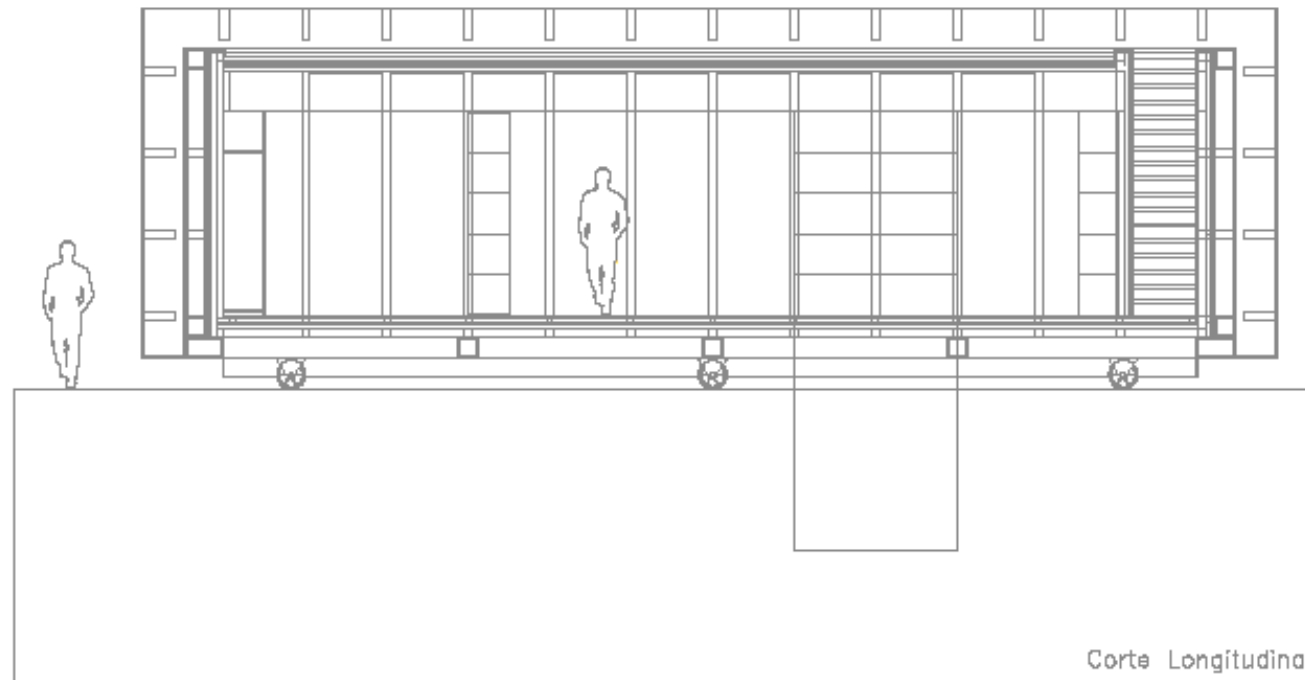
"Casas em
Movimento"

AR-2

Arquitetura

Escala: 26:1

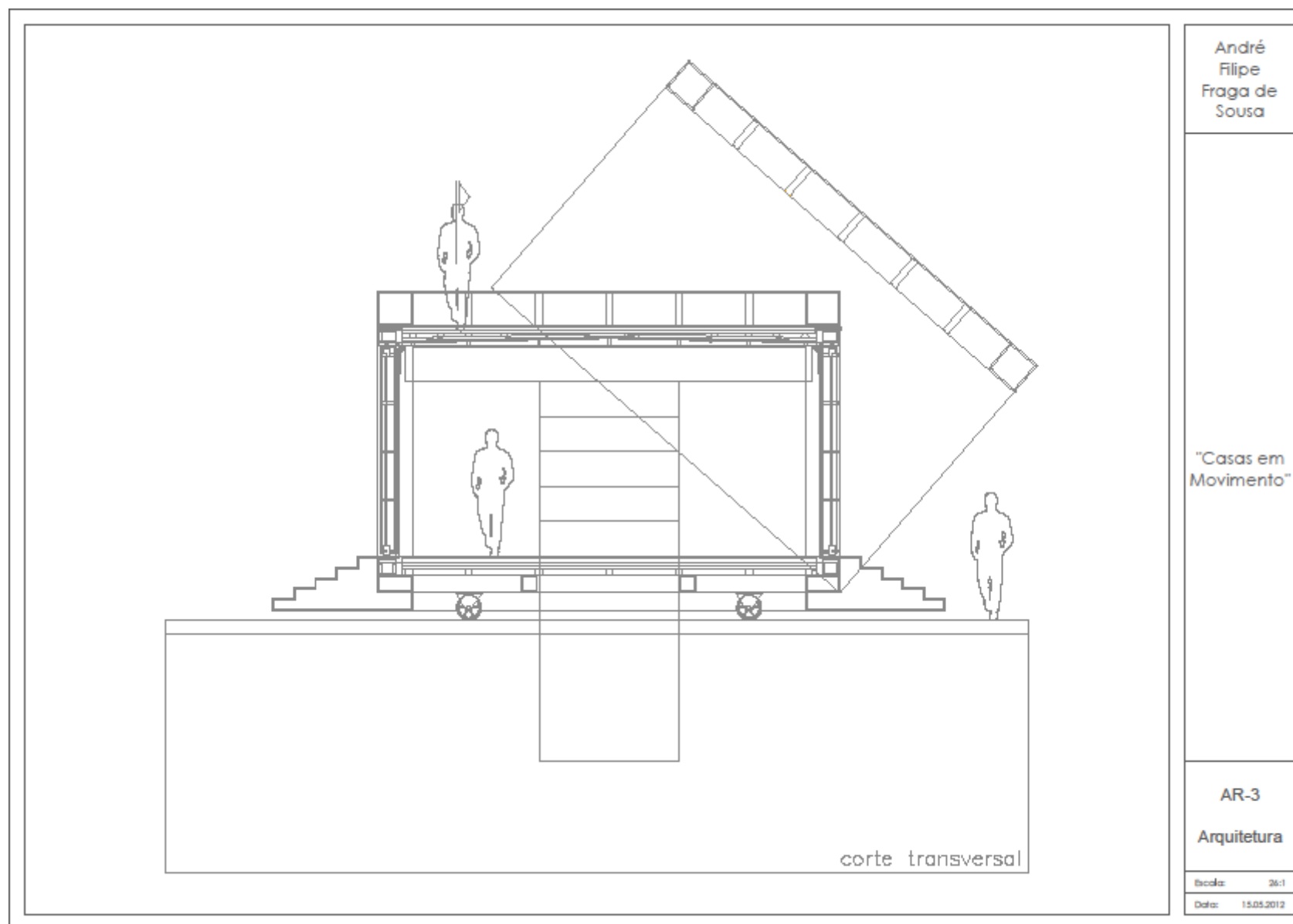
Data: 15.05.2012



Corte Longitudinal

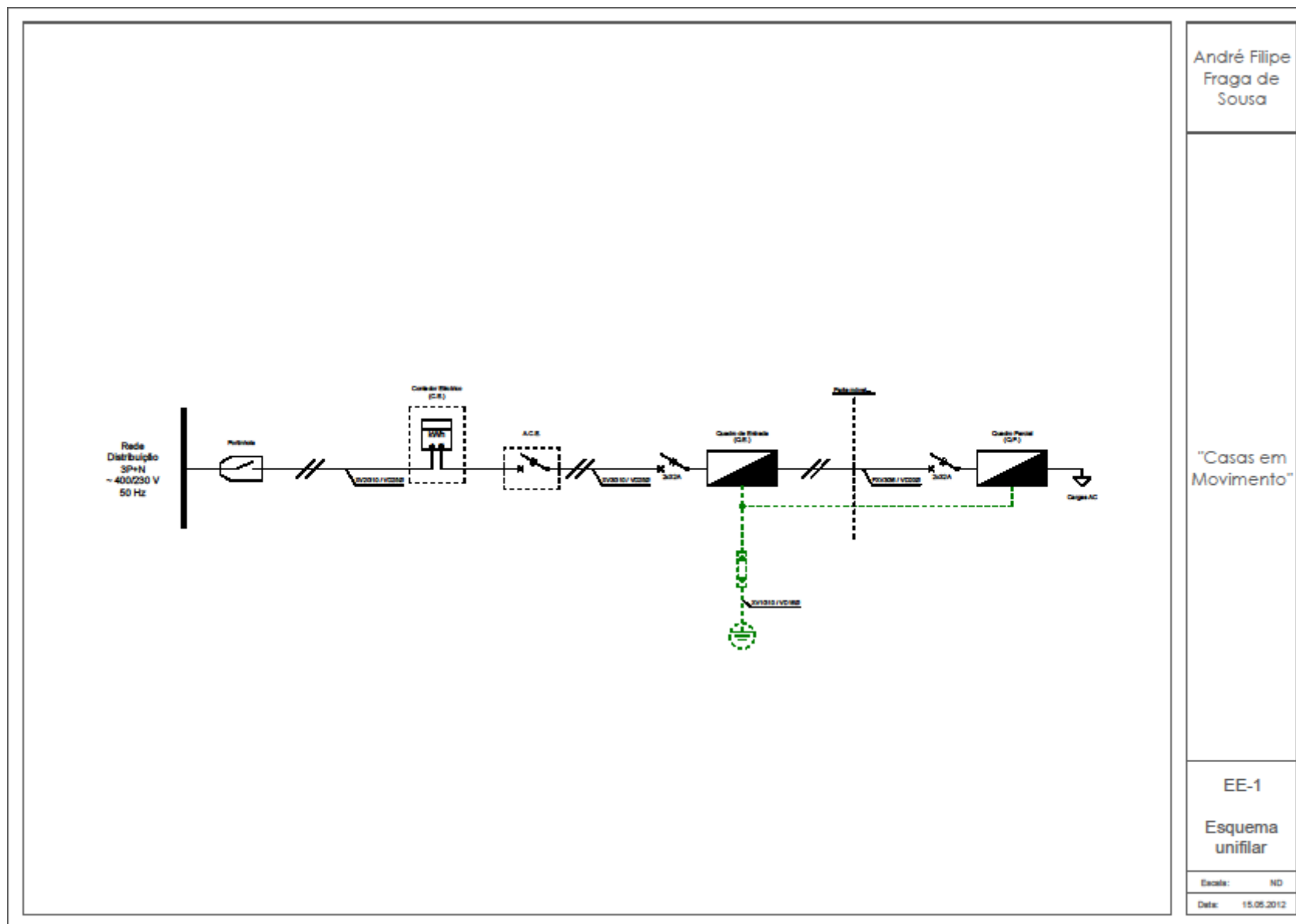
AR-3

Vista aérea do interior da habitação caso-estudo



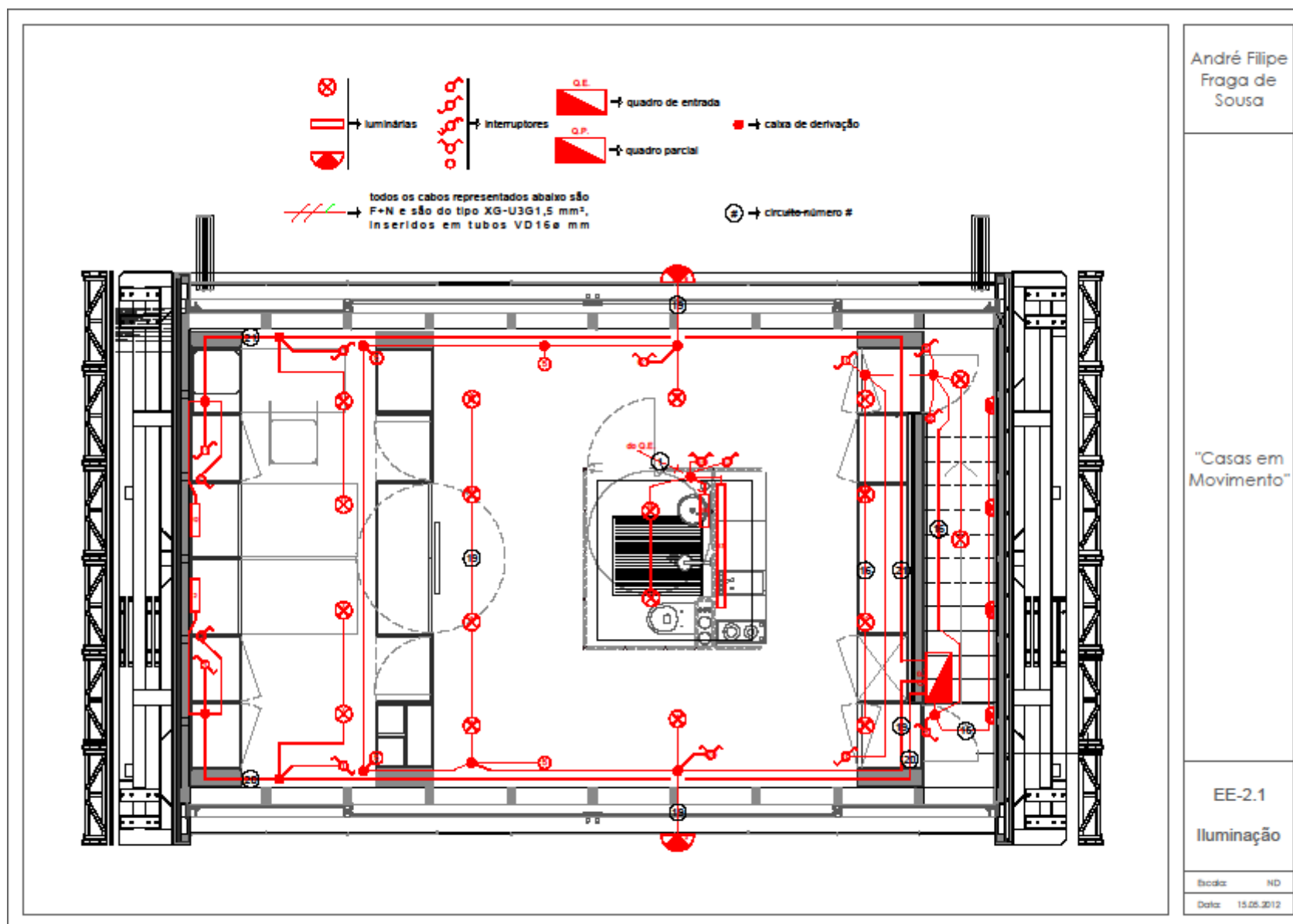
EE-1

Esquema unifilar simplificado do sistema elétrico da habitação caso-estudo



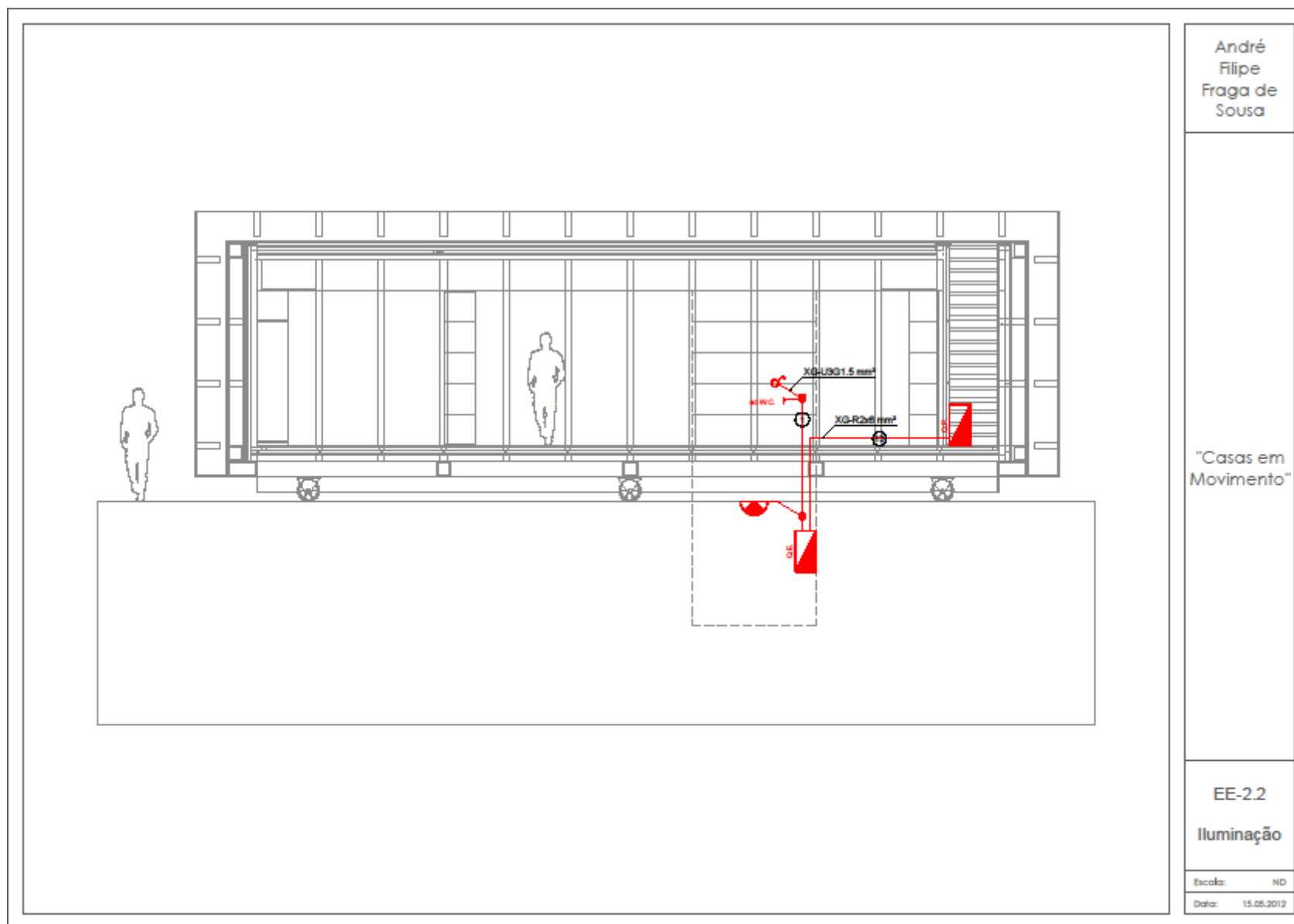
EE-2.1

Peças desenhadas do sistema de iluminação (1)



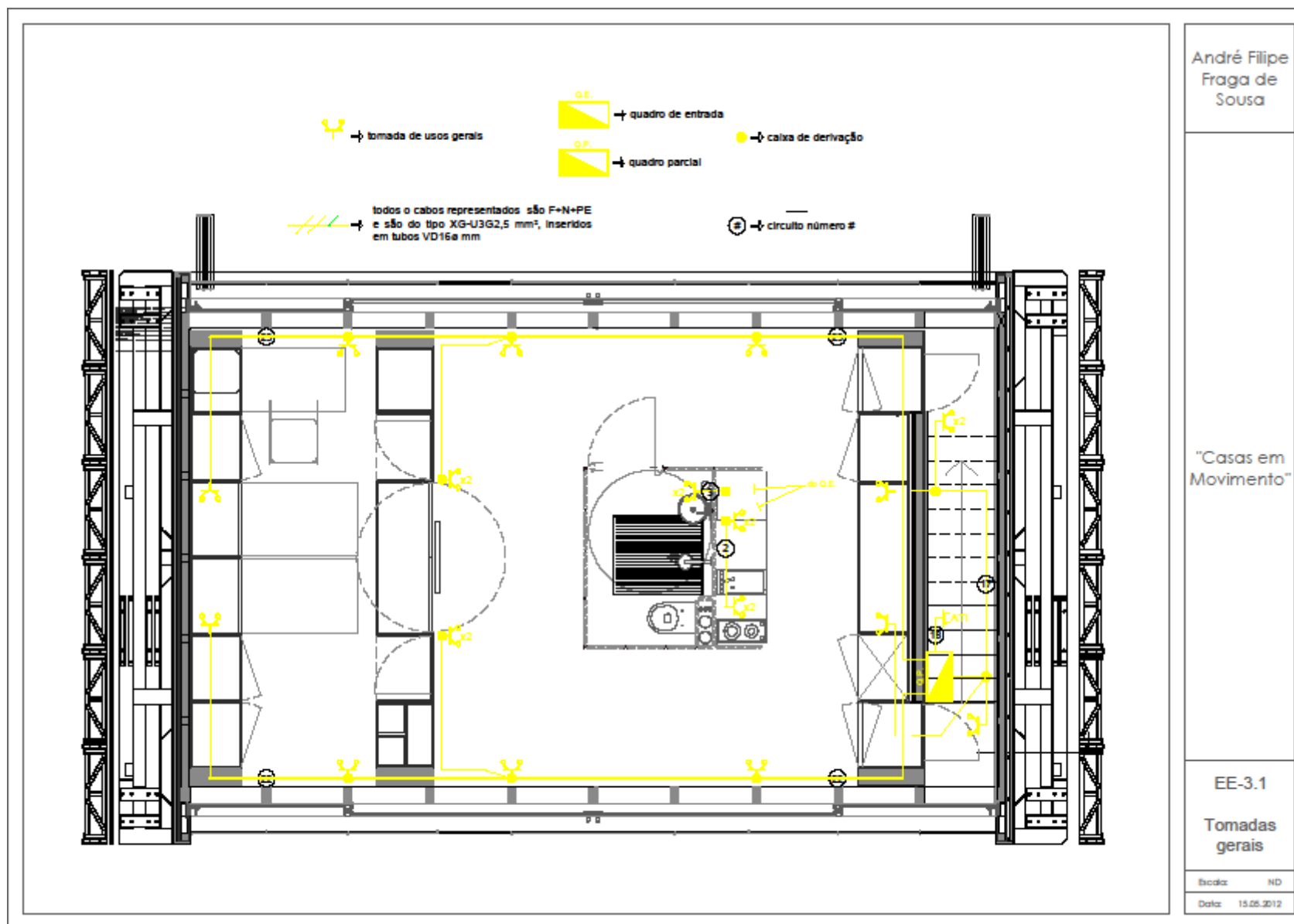
EE-2.2

Peças desenhadas do sistema de iluminação (2)



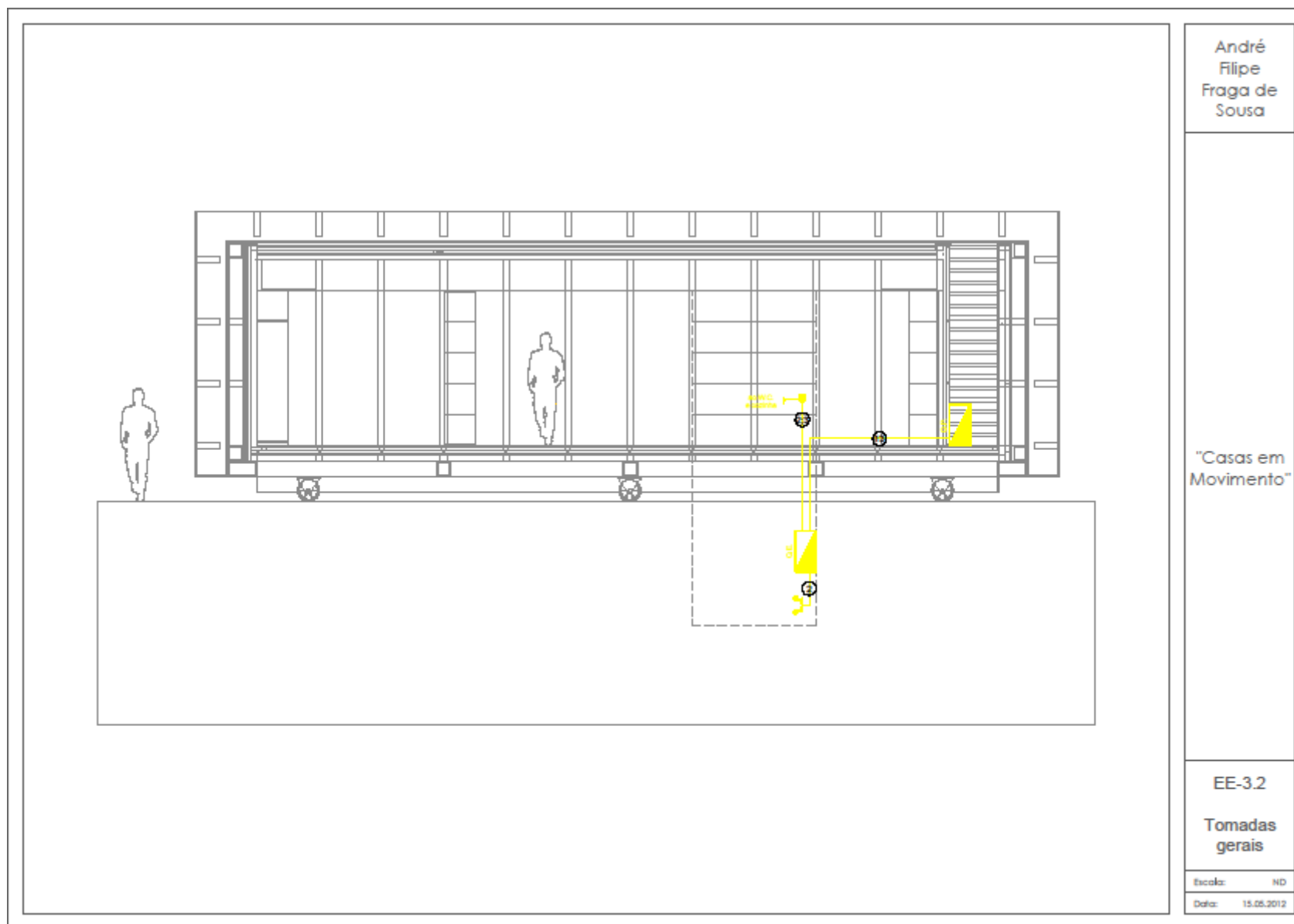
EE-3.1

Peças desenhadas das tomadas de uso geral (1)



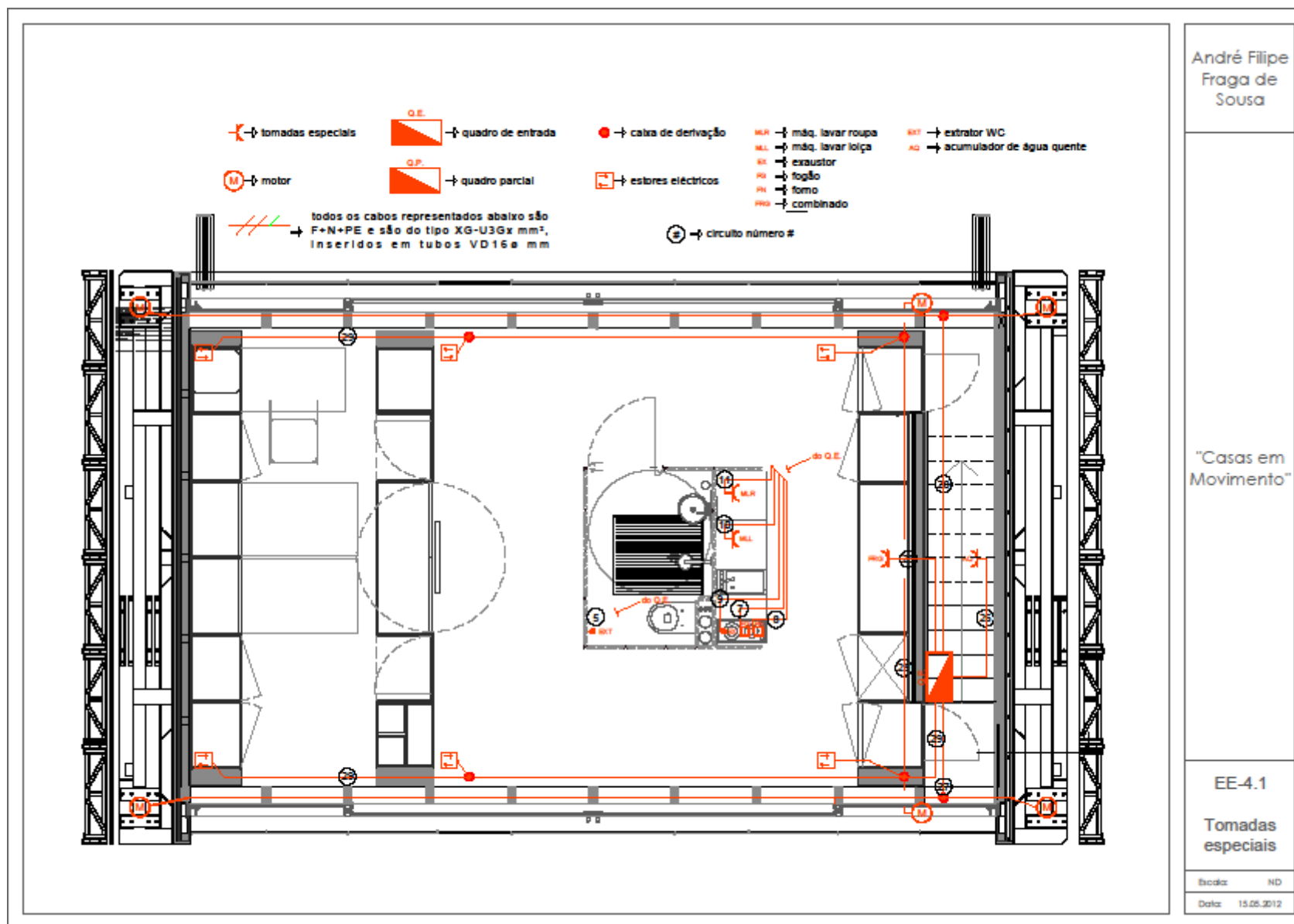
EE-3.2

Peças desenhadas das tomadas de uso geral (2)



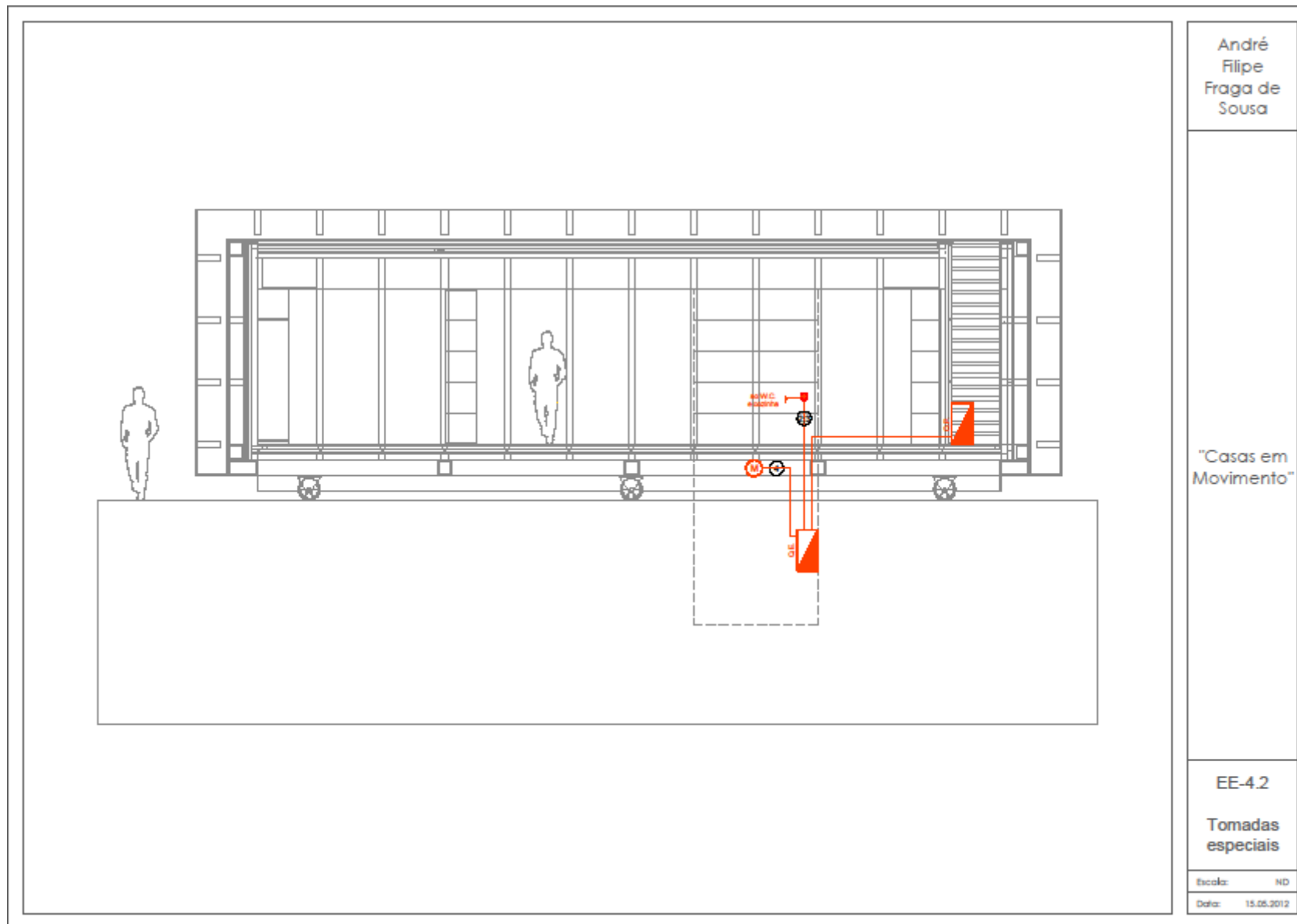
EE-4.1

Peças desenhadas das tomadas de uso especial (1)



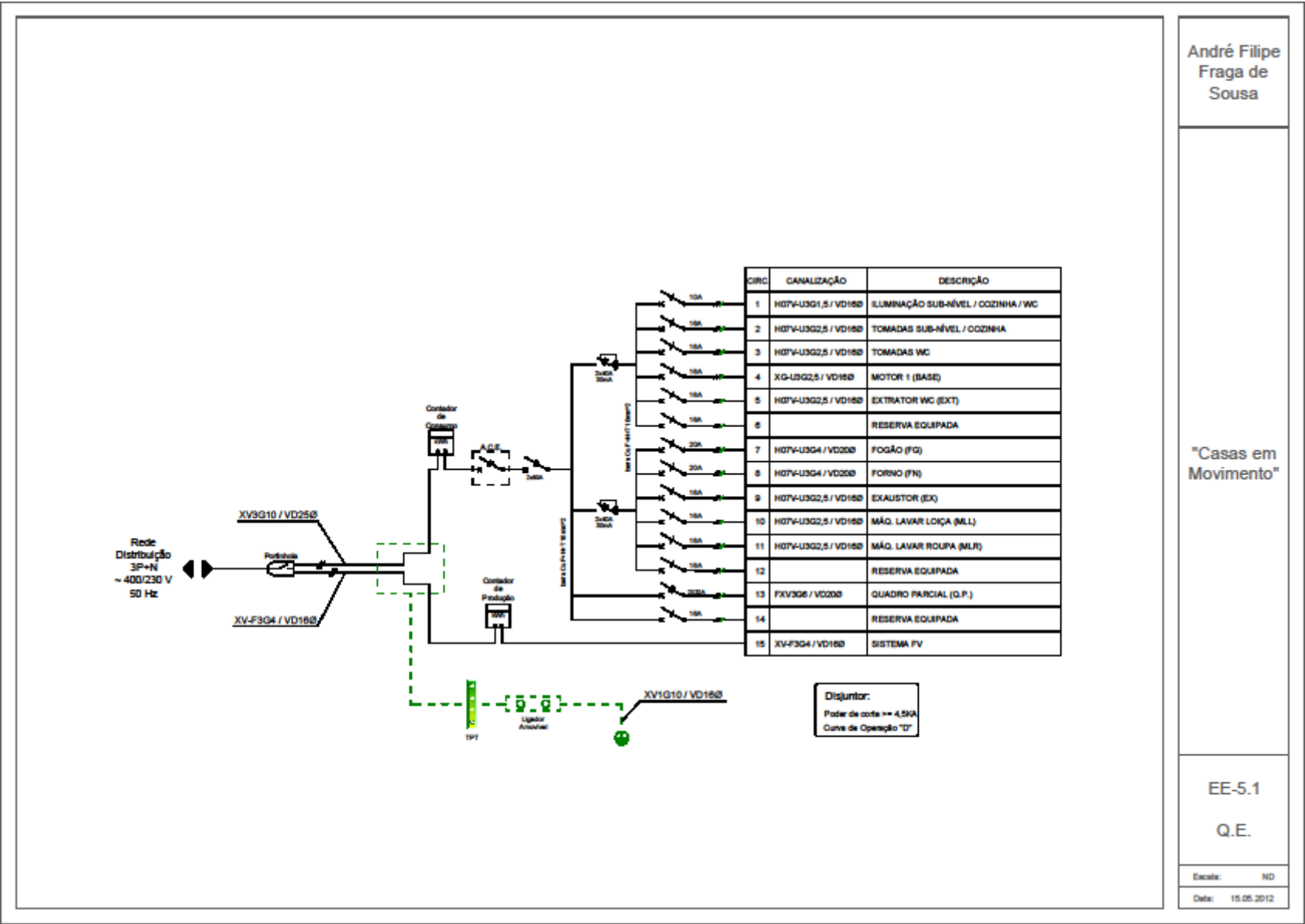
EE-4.2

Peças desenhadas das tomadas de uso especial (2)



EE-5.1

Peças desenhadas do quadro de entrada (Q.E.)



André Filipe
Fraga de
Sousa

"Casas em
Movimento"

EE-5.1

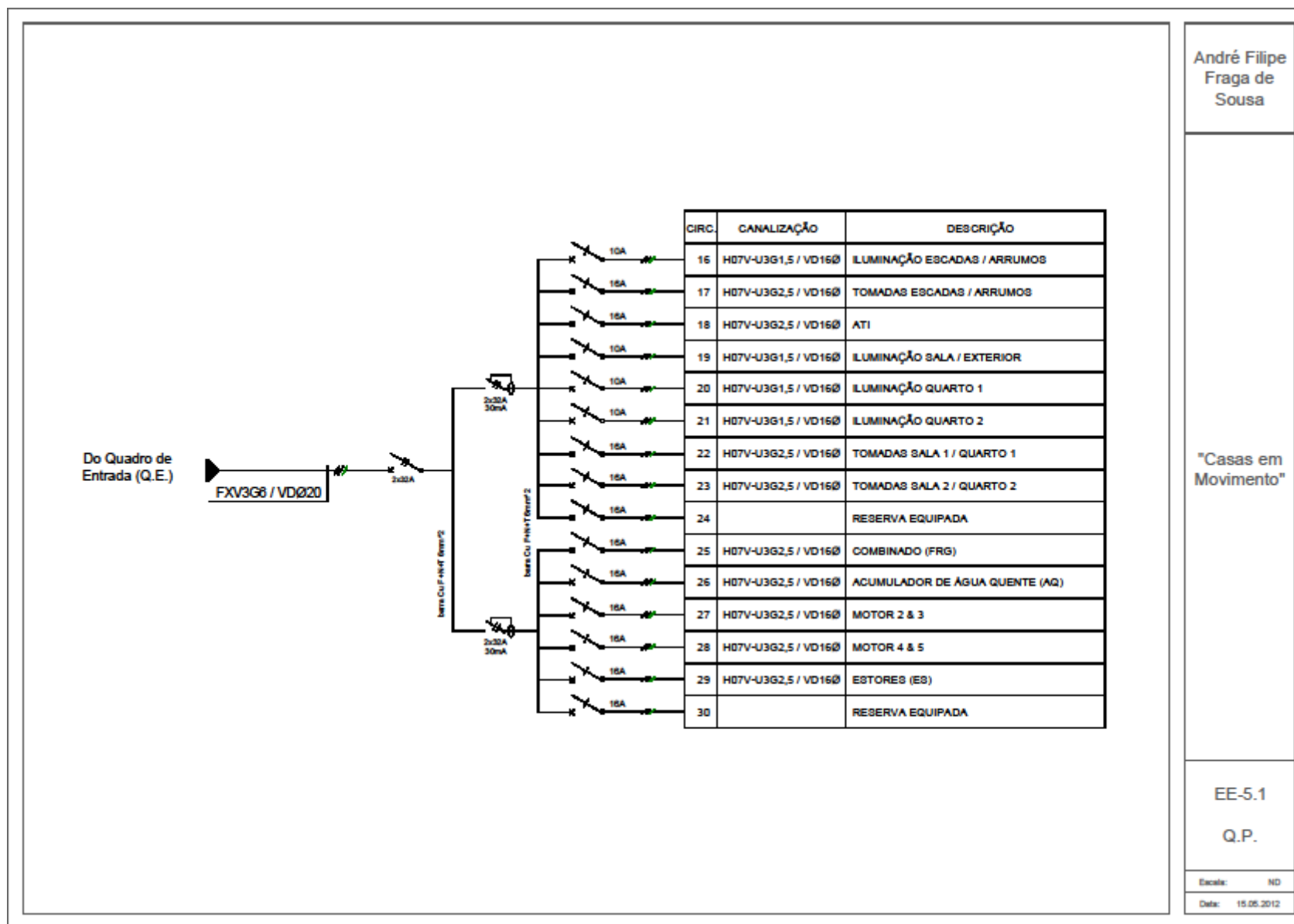
Q.E.

Escala: ND

Data: 15.05.2012

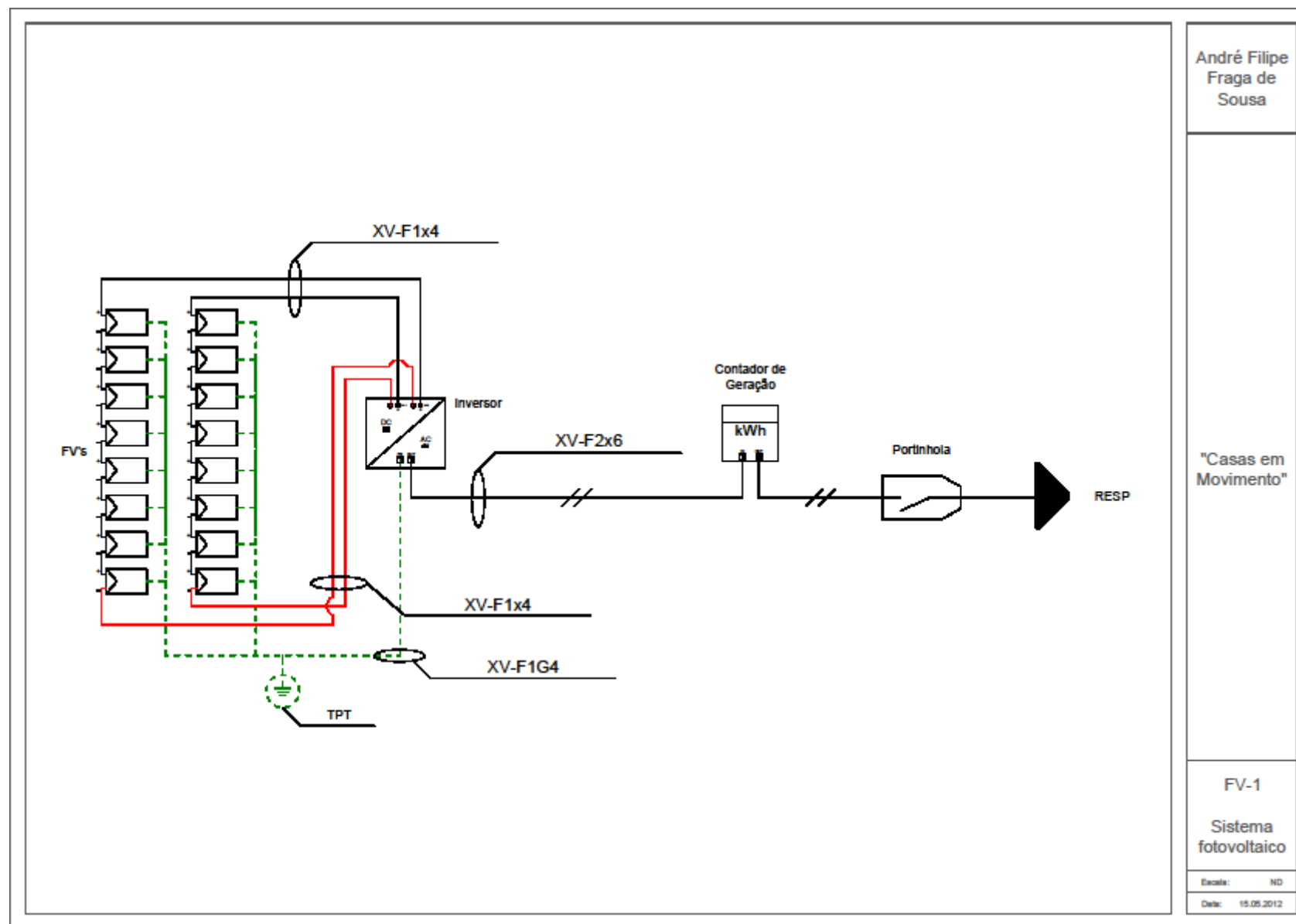
EE-5.2

Peças desenhadas do quadro parcial (Q.P.)



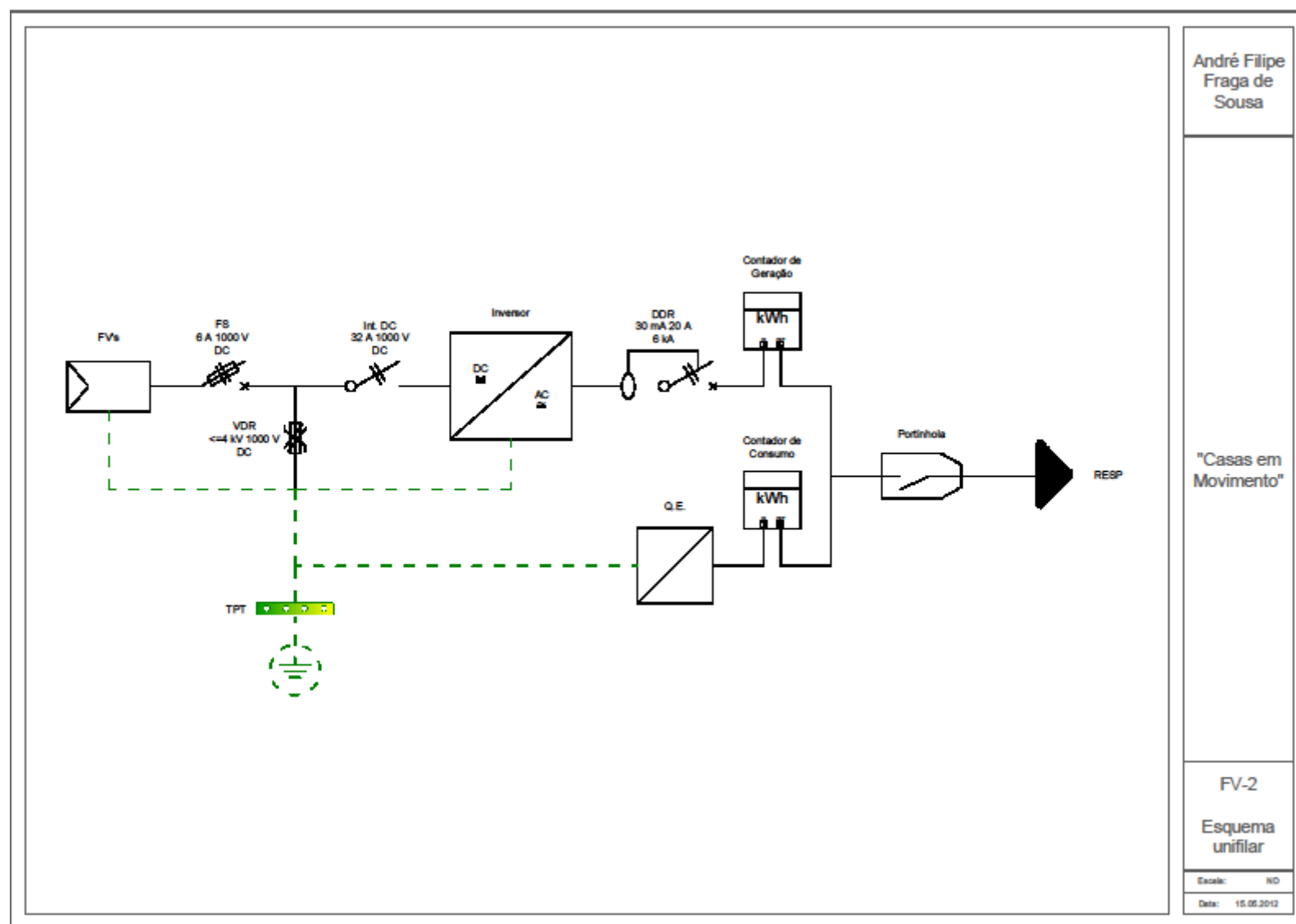
FV-1

Peças desenhadas do sistema fotovoltaico



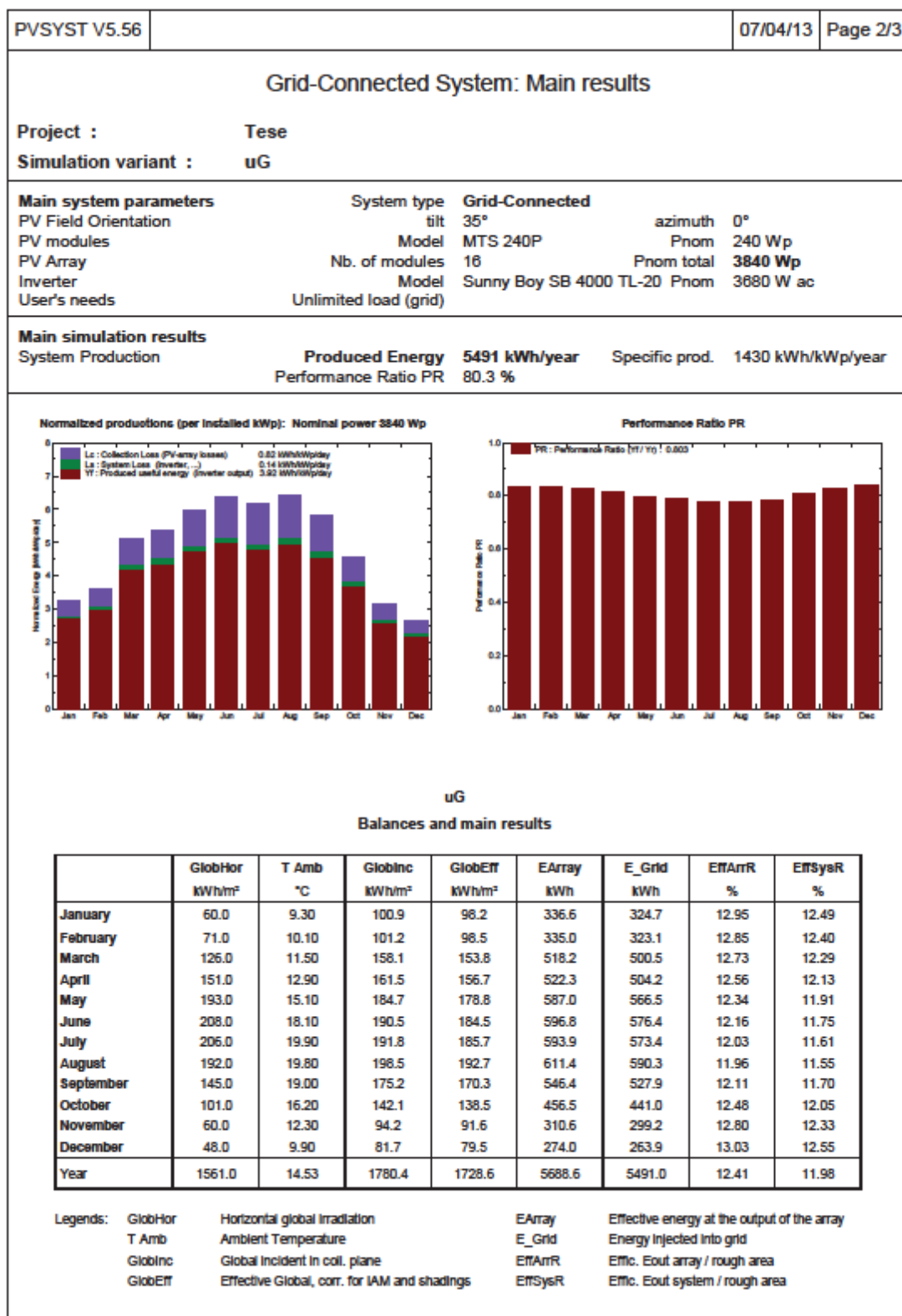
FV-2

Esquema unifilar simplificado do sistema fotovoltaico da habitação caso-estudo



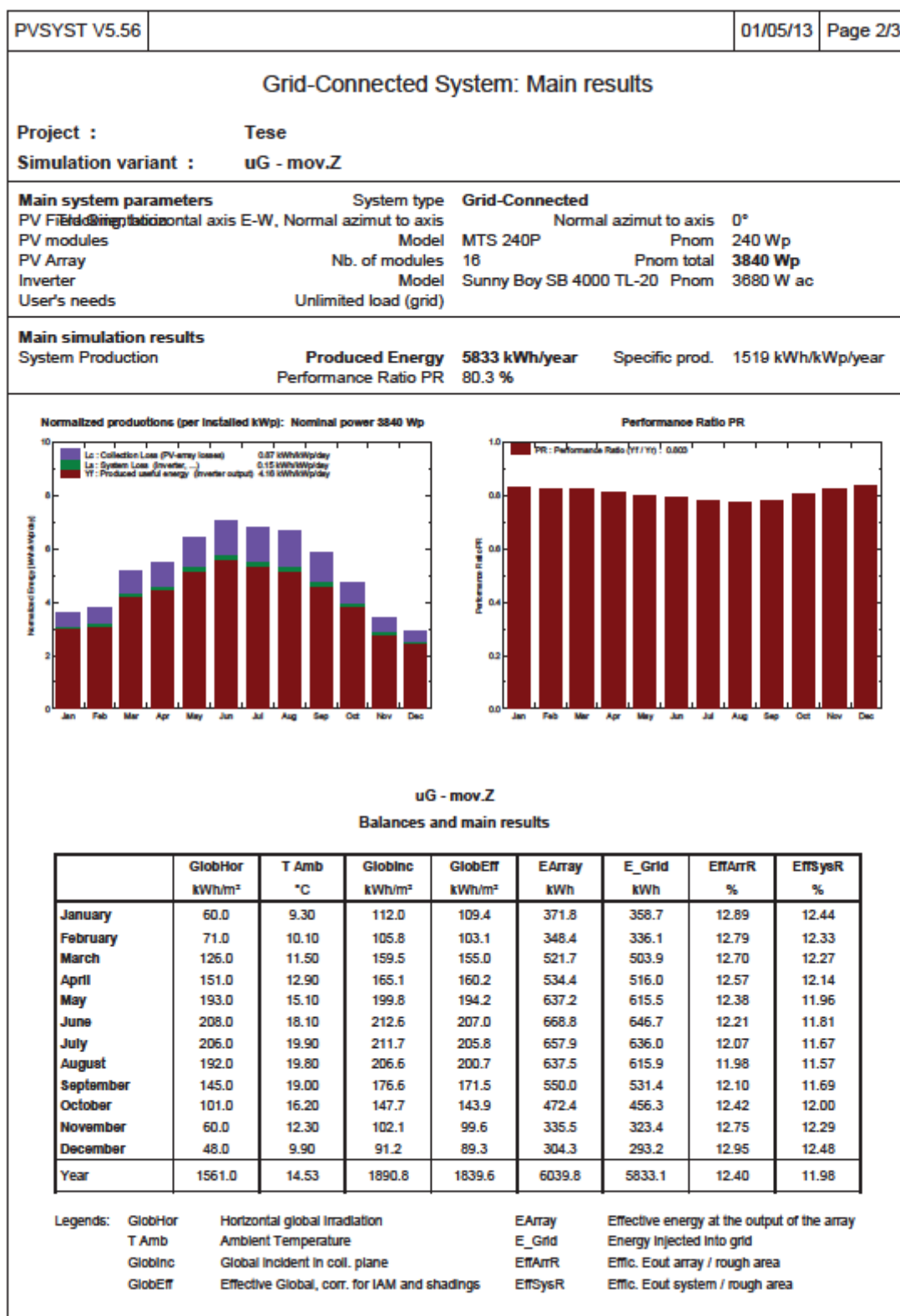
RES-μG-1

Relatório de resultados principais obtidos na simulação para μG no cenário 1)



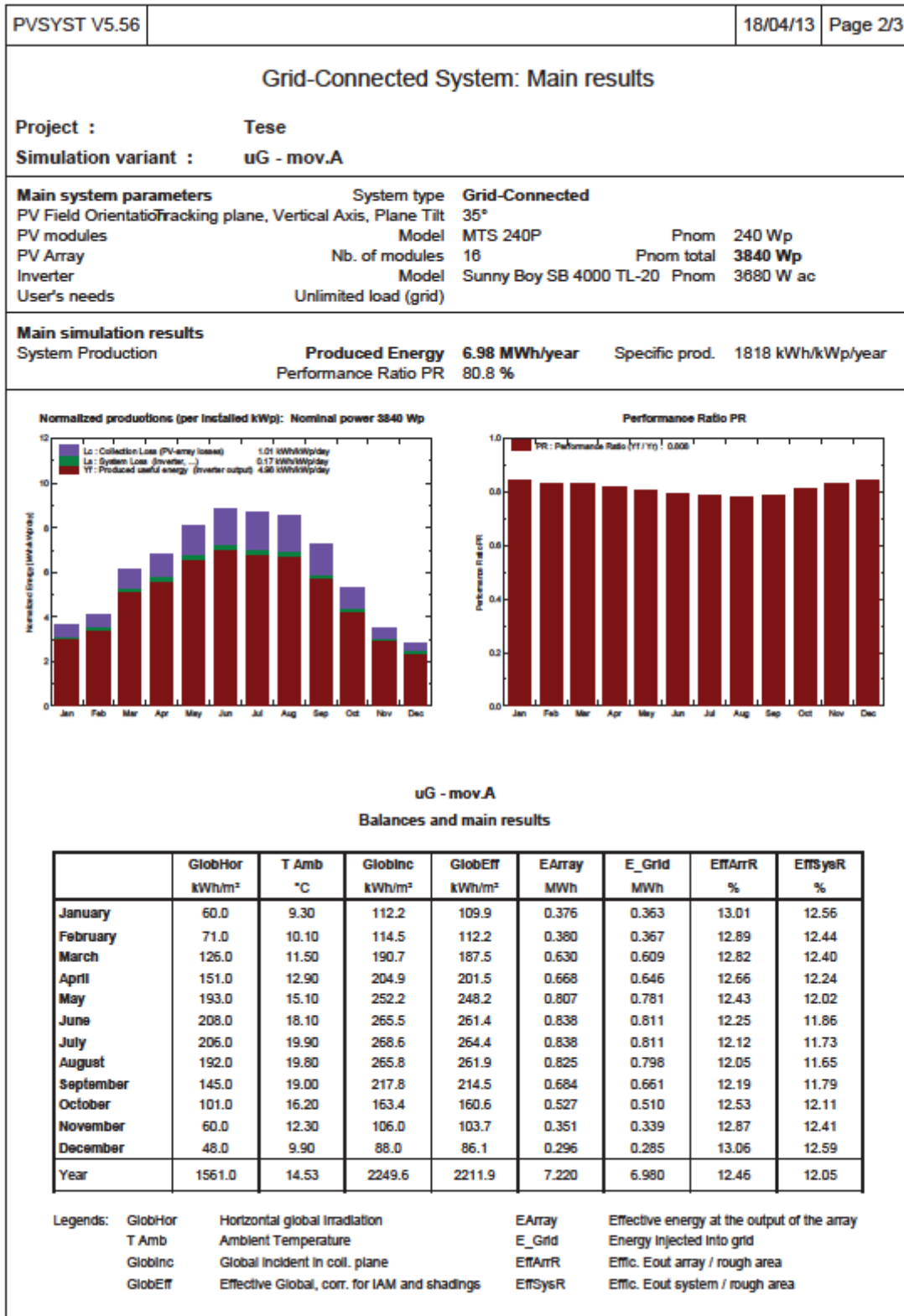
RES- μ G-2

Relatório de resultados principais obtidos na simulação para μ G no cenário 2)



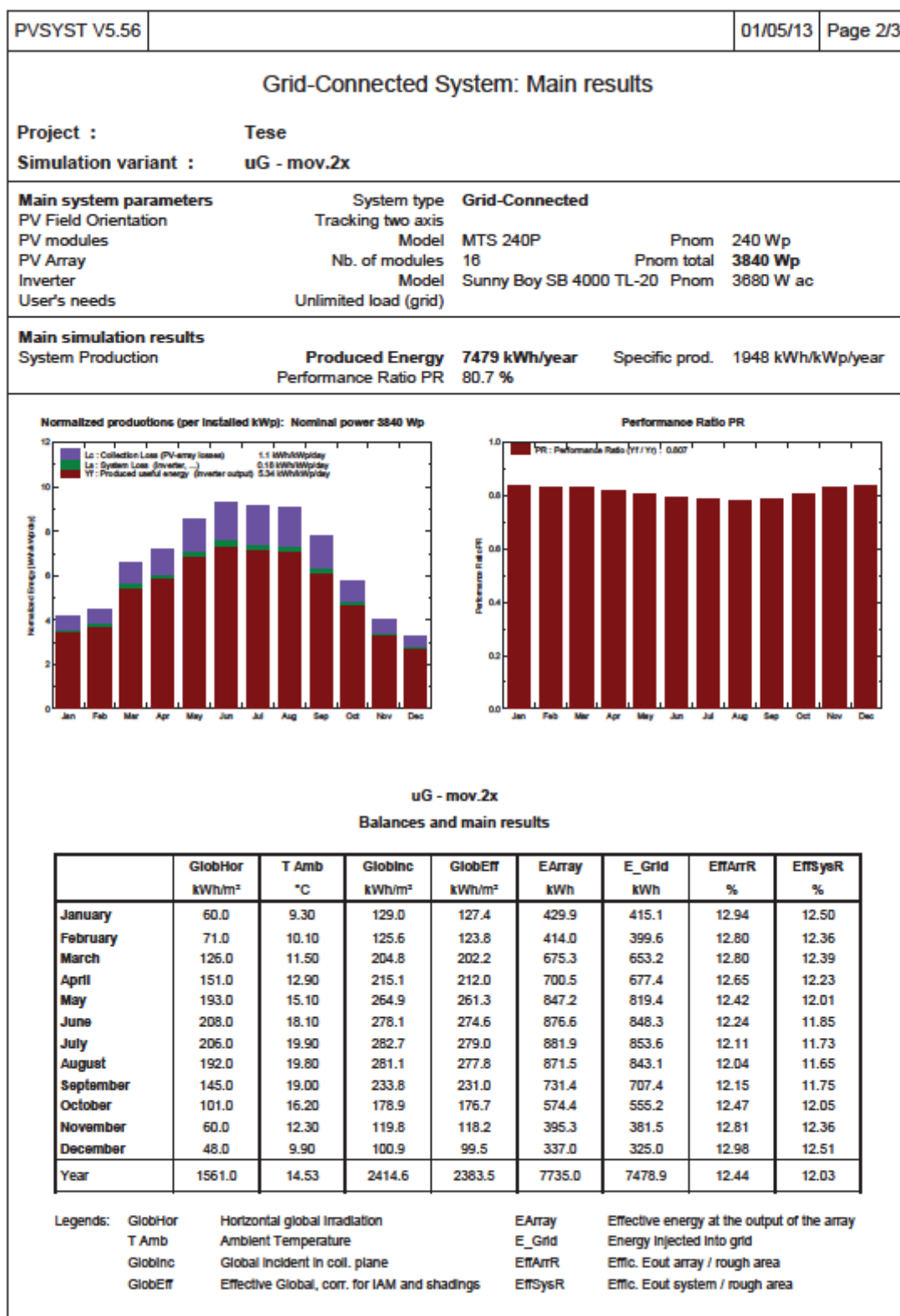
RES- μ G-3

Relatório de resultados principais obtidos na simulação para μ G no cenário 3)



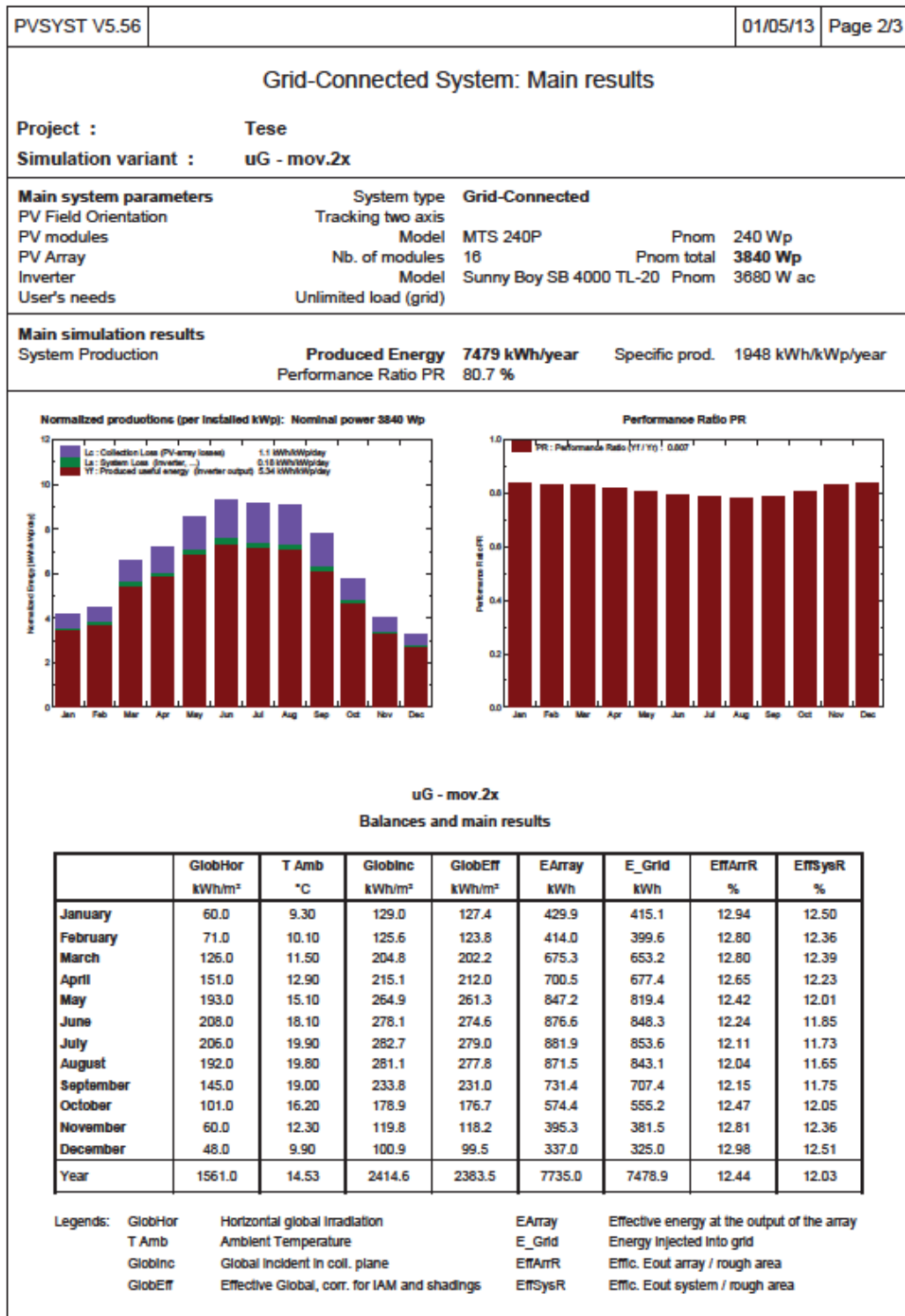
RES- μ G-4

Relatório de resultados principais obtidos na simulação para μ G no cenário 4)



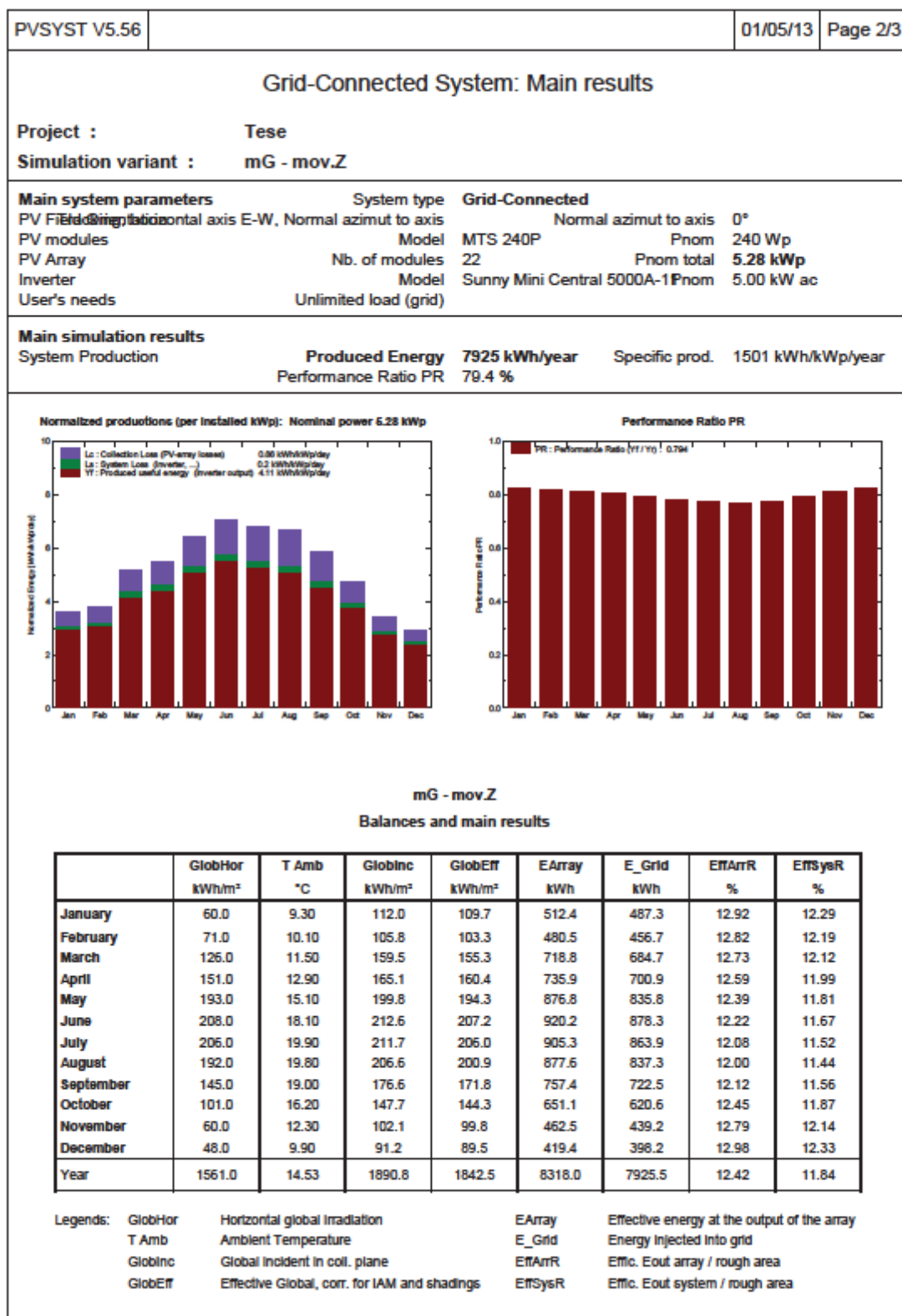
RES-mG-1

Relatório de resultados principais obtidos na simulação para mG no cenário 1)



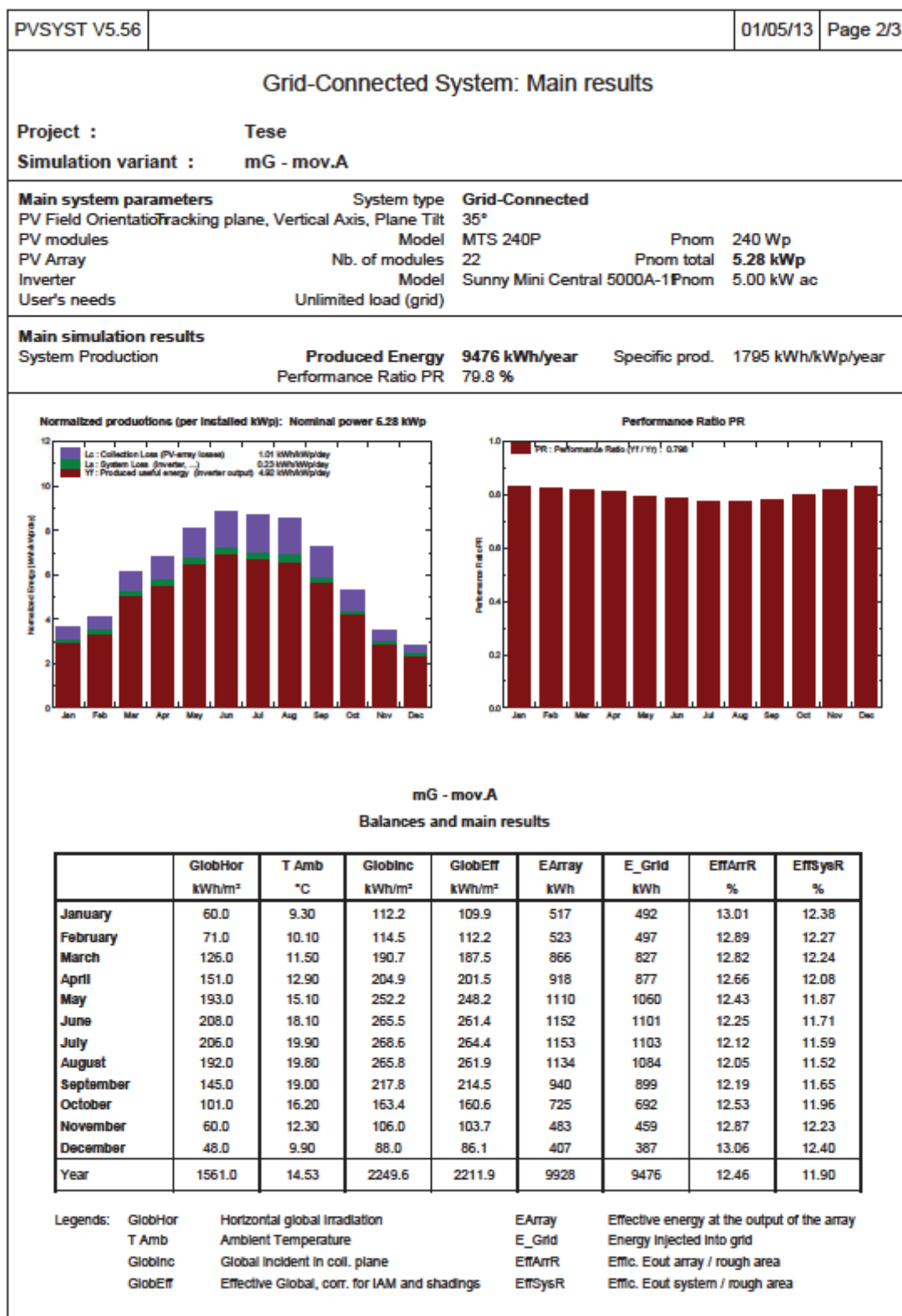
RES-mG-2

Relatório de resultados principais obtidos na simulação para mG no cenário 2)



RES-mG-3

Relatório de resultados principais obtidos na simulação para mG no cenário 3)



RES-mG-4

Relatório de resultados principais obtidos na simulação para mG no cenário 4)

